

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
ESCUELA DE POSGRADO



Título

LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ:
EVALUACIÓN Y PROPUESTAS PARA IMPULSARLA

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGÍSTER EN
REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

AUTOR

Gerardo Alfonso Medina Paz

ASESOR

Raúl Lizardo García Carpio

Agosto, 2020

Resumen

En los últimos años se presentan avances significativos en la velocidad con la que se vienen incorporando nuevas viviendas al servicio de distribución de gas natural por red de ductos, especialmente en la concesión de Lima y Callao, sin embargo, la percepción por parte de los interesados en general es que la masificación está llevando más tiempo del que se hubiese esperado. En el presente trabajo de investigación se estudian bajo diversos puntos de vista los mecanismos que se vienen empleando para promover la masificación del uso de gas natural en el Perú en el segmento residencial, evaluando su aporte en términos de impacto incrementando la velocidad con la que se conectan nuevos clientes residenciales al servicio de gas natural en el país, cada año. Se estudia la experiencia obtenida en la concesión de Lima y Callao, ya que para este caso se cuenta con extensa data histórica. Se recurre también a consultores y especialistas del sector, tanto de las autoridades competentes como de las empresas concesionarias, para conocer su opinión sobre aspectos específicos y su visión sobre la problemática de la masificación, en general. Como resultado de la investigación se arriban a conclusiones y extraen recomendaciones para mejorar el desempeño de los distintos mecanismos analizados, que pueden ser aplicadas en la concesión de Lima y Callao, o también extrapoladas a otras regiones del interior. Finalmente, entre las principales recomendaciones se señala la necesidad de profundizar en estudios que permitan determinar cuál debe ser la contribución de las distintas fuentes de energía -electricidad, gas natural, GLP, energías no convencionales- para alcanzar el acceso universal en las distintas regiones del país, estableciendo metas a lo largo del tiempo para la masificación del gas natural, así como también para el uso de las otras fuentes de energía.

Índice

	Pág.
Resumen	ii
Índice	iii
Lista de Tablas	v
Lista de Gráficas	vi
Lista de Figuras	vii
Siglas y abreviaturas	viii
Introducción	1
CAPÍTULO I	4
MARCO CONCEPTUAL: ACCESO UNIVERSAL A LA ENERGÍA Y GAS NATURAL	4
1.1 La demanda de energía como derivada de la competitividad entre las fuentes de energía disponibles	5
1.1.1 ¿Qué es la energía?	5
1.1.2 Usos finales de la energía	6
1.1.3 Fuentes de energía	7
1.1.4 Interrelaciones entre las fuentes y los usos finales de la energía	9
1.2 El uso final de la energía en las viviendas del Perú	11
1.3 Fuentes de energía para las viviendas del Perú	17
1.3.1 Biomasa (leña, bosta)	18
1.3.2 Carbón vegetal	19
1.3.3 Gas Licuado de Petróleo (GLP)	19
1.3.4 Gas natural	21
1.3.5 Electricidad	23
1.3.6 Sustitución entre fuentes de energía usadas en las viviendas del Perú	24
1.4 Acceso universal a la energía	27
1.4.1 Eficiencias/incentivos regulatorios	28
1.4.2 Subsidios	30
1.5 Contribución del gas natural para alcanzar el acceso universal a la energía en el Perú	32
1.6 Factores que condicionan la conexión del usuario al servicio de gas natural	37
1.6.1 Disponibilidad (cobertura) y asequibilidad	37
1.6.2 Factores preexistentes	38

CAPÍTULO II	40
LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL Y SUS AVANCES	40
2.1 Política energética nacional y masificación del gas natural	40
2.2 Masificación del gas natural en Lima y Callao, la experiencia del primer contrato de concesión para la distribución de gas natural por red de ductos	43
2.3 Masificación del gas natural a nivel nacional	47
2.4 Gas natural para el segmento residencial en otros países de la región	51
2.5 Conclusiones preliminares del capítulo	54
CAPÍTULO III	56
EVALUACIÓN DE LOS MECANISMOS PARA PROMOVER LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ	56
3.1 Eficiencias	63
3.1.1 Uso de tuberías de Pe-Al-Pe	63
3.1.2 Financiamiento de los costos de acceso	66
3.1.3 Considerar las redes internas de gas natural durante la etapa de construcción de las viviendas	68
3.1.4 Limitación de las competencias de los gobiernos locales y regionales relacionadas al cobro de tasas para conectarse a la red de distribución de gas natural.	70
3.1.5 Selección del Operador	70
3.2 Mecanismos promocionales y compromisos contractuales	74
3.2.1 Precios promocionales de gas natural en boca de pozo	74
3.2.2 Metas de conexión de viviendas	76
3.2.3 Planes Quinquenales para la expansión de redes	83
3.3 Subsidios cruzados – el modelo para la determinación de las tarifas de distribución	90
3.3.1 La Promoción para la conexión	96
3.3.2 La Tarifa Única de Distribución (TUD)	100
3.4 Subsidios intersectoriales	104
3.4.1 Programa BonoGas residencial / FISE	104
3.4.2 La Garantía por Red Principal / GRP	109
3.5 Gasoductos virtuales	110
CONCLUSIONES	119
RECOMENDACIONES	124
Referencias bibliográficas	127
Anexos	134

Lista de Tablas

Tabla 1.	Fuentes de energía que usan las viviendas de zonas rurales en el Perú (en porcentaje).....	18
Tabla 2.	Combustible que utilizan con mayor frecuencia los hogares en el Perú para cocinar sus alimentos (en porcentaje), al año 2014.....	25
Tabla 3.	Combustible que utilizan los hogares en el Perú para cocinar (en cantidad absoluta y en porcentaje), al año 2017	26
Tabla 4.	Grado de regulación de las principales fuentes de energía para los consumidores residenciales en el Perú	29
Tabla 5.	Penalizaciones por incumplimientos de planes anuales	47
Tabla 6.	Focalización de subsidios para promover la masificación	58
Tabla 7.	Evaluación de los mecanismos para promover la masificación	59
Tabla 8.	Componentes del precio final a pagar por el consumo de gas natural	61
Tabla 9.	Compromisos de consumidores a conectar, efectivamente.....	79
Tabla 10.	Nuevas redes de polietileno a construir por año, de acuerdo a los Planes Quinquenales. Metrados (kilómetros) e inversiones (millones de US\$).....	86
Tabla 11.	Actualización de metrados (kilómetros) e inversiones (millones US\$) para las nuevas redes de polietileno a incluir en el Plan Quinquenal 2018-2022	90
Tabla 12.	Categorías Tarifarias para consumidores de la concesión de Lima y Callao	91
Tabla 13.	Costo medio de las redes de distribución de polietileno y de acero. Período 2018-2022.	94
Tabla 14.	Impacto en el costo medio del servicio por el financiamiento de la Promoción para la conexión. Concesión de Lima y Callao.....	97

Lista de Gráficas

Gráfica 1. La escalera energética	36
Gráfica 2. Diferentes resultados para la escalera energética en zonas urbanas y rurales	37
Gráfica 3. Disponibilidad (cobertura) y asequibilidad (precio competitivo) para el acceso universal	38
Gráfica 4. Evolución del número de clientes residenciales en Lima y Callao	44
Gráfica 5. Consumo de energía distribuido por tipo de uso final en las viviendas	53
Gráfica 6. Cronología de aplicación de los mecanismos para promover la masificación y velocidad de la conexión de viviendas en el Perú.....	57
Gráfica 7. Barreras para contratar el servicio de gas natural.....	72
Gráfica 8. Participación de ingresos de distribución por segmentos.....	88
Gráfica 9. Precio final y ahorro a obtener en comparación con combustibles sustitutos (ejemplo)	92
Gráfica 10. Precios unitarios de distribución de gas natural decrecientes con niveles de consumo	93
Gráfica 11. Compensación entre categorías tarifarias.....	95
Gráfica 12. Crecimiento de las redes de distribución en Lima y Callao	100
Gráfica 13. Nuevos clientes conectados por cada año al sistema de distribución con o sin BonoGas	109
Gráfica 14. Precio final a pagar por el consumo de gas natural para viviendas ubicadas en regiones con o sin gasoducto de transporte (US\$/MMBTU)	115
Gráfica 15. Kilómetros de gasoductos convencionales de transporte en otros países de la región.....	117

Lista de Figuras

Figura 1. Modelo de perspectivas tecnológicas energéticas de la Agencia Internacional de Energía (IEA)	7
Figura 2. Fuentes y usos finales de la energía	10
Figura 3. Iluminación en viviendas	12
Figura 4. Cocción de alimentos en viviendas	13
Figura 5. Refrigeración de alimentos en viviendas.....	14
Figura 6. Generación de agua caliente en viviendas.....	14
Figura 7. Generación de agua caliente utilizando energía no convencional, colector solar	15
Figura 8. Calefacción en viviendas.....	15
Figura 9. Climatización y ventilación en viviendas.....	16
Figura 10. Artefactos electrodomésticos en viviendas	16
Figura 11. Aparatos electrónicos en viviendas	17
Figura 12. Bosta y leña.....	18
Figura 13. Carbón vegetal.....	19
Figura 14. Cadena de suministro del GLP para viviendas, balones de 10 y 45 Kg.....	20
Figura 15. Transporte de líquidos del gas natural en el esquema del Proyecto Camisea	21
Figura 16. Cadena de suministro del gas natural para viviendas y otros segmentos. Extracción y transporte contemplados en el Proyecto Camisea.....	22
Figura 17. Suministro de gas natural a viviendas	23
Figura 18. Generación, Transporte y Distribución convencional de electricidad.....	23
Figura 19. Generación de electricidad con tecnología no convencional, generación eólica y fotovoltaica	24
Figura 20. Pérdidas de energía en la cadena de suministro de electricidad.....	35
Figura 21. Concesiones de distribución de gas natural por red de ductos otorgadas en el Perú, con puesta en operación comercial a mayo de 2020	48
Figura 22. Área de influencia del Proyecto Masificación del Uso de Gas Natural - Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali (Proyecto siete regiones).....	50
Figura 23. Producción y consumo de gas natural en los países de la región.....	51
Figura 24. Nivel de detalle del tendido de las redes de distribución en los Planes Anuales.....	85
Figura 25. Camión cisterna para el transporte de gas natural - GNL	111
Figura 26. Gasoducto virtual para el abastecimiento de gas natural a Redes de Distribución - GNL	112

Siglas y abreviaturas

AGECC	Advisory Group on Energy and Climate Change
APP	Asociación(es) Público Privada(s)
BOOT	Build, Own, Operate and Transfer
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CEPLAN	Centro Nacional de Planeamiento Estratégico
DGH	Dirección General de Hidrocarburos
ENAHO	Encuesta Nacional de Hogares
ERCUE	Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuefactado
GNV	Gas Natural Vehicular
GRP	Garantía por Red Principal
GRT	Gerencia de Regulación Tarifaria. Antes la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART)
IEA	International Energy Agency
INDECOPI	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
ISO	International Organization for Standardization
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MVCS	Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento
NTP	Norma Técnica Peruana
ODS	Objetivo de Desarrollo Sostenible
OMS	Organización Mundial de la Salud
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. También Osinergmin
PBI	Producto Bruto Interno
Pe-Al-Pe	Polietileno, Aluminio y Polietileno
PROINVERSIÓN	Agencia de Promoción de la Inversión Privada. También ProInversión.
SISE	Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos
SISFOH	Sistema de Focalización de Hogares
TGP	Transportadora de Gas del Perú
TUD	Tarifa Única de Distribución

Introducción

La masificación del gas natural para el segmento residencial en el Perú¹, a pesar de la importancia que las autoridades declaran haberle otorgado, pareciera ser una tarea aún pendiente. A nivel nacional sólo una pequeña proporción de la población hace uso del gas natural como fuente de energía².

El uso del gas natural presenta ventajas desde el punto de vista económico, ambiental y de seguridad, con respecto a las otras fuentes de energía que también se pueden usar para cubrir las necesidades energéticas de las viviendas en el Perú, tales como la biomasa (leña o bosta), el carbón o el gas licuado de petróleo (GLP).

A nivel internacional, el acceso a la energía se ha constituido como un derecho universal para la población del mundo en general, enunciado como el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7: garantizar el acceso a energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos (el subrayado es nuestro). La masificación del gas natural es fundamental para alcanzar el acceso a la energía por parte de toda la población peruana.

Se trata de satisfacer de forma sana, segura y económica el acceso de la población a fuentes de energía para cocinar, así como para la calefacción, el alumbrado, las comunicaciones y los usos productivos también. Para conseguir el acceso universal a la energía en el Perú, se necesita complementar la masificación del gas natural con el uso de las otras fuentes de energía disponibles, que continuarán usándose en especial por las viviendas ubicadas en aquellas zonas del país donde no fuese posible extender las redes de ductos para la distribución del gas natural.

Los desaciertos en la masificación del gas natural atentan directa y sustancialmente contra los beneficios que el acceso universal a la energía representa para el país. Al no acceder a servicios energéticos de calidad, no se desarrollarán las capacidades de la población y, por tanto, será menor el desarrollo económico que alcance toda la sociedad.

Asimismo, las brechas de acceso a servicios energéticos de calidad elevan los niveles de

¹ En la presente investigación, la expresión “masificación del [uso del] gas natural” se entiende como el proceso de incorporación creciente de los consumidores del segmento residencial al servicio de suministro del gas natural (OSINERGMIN, 2012, p. 3). Si bien la expresión “masificación” puede aludir también a los consumidores del segmento vehicular, dentro del alcance de la presente investigación el uso de dicha expresión se encuentra referido sólo a los consumidores del segmento residencial.

² Al final del año 2019, transcurridos quince años desde la puesta en operación comercial de la primera concesión de distribución de gas natural por red de ductos, se ha estimado que sólo el 11% de las viviendas a nivel nacional contaba con acceso al servicio. Cálculo realizado con información reportada por las empresas concesionarias y las series estadísticas en base a los resultados del Censo Nacional 2017: XII de Población y VII de Vivienda, publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI (2018).

desigualdad socioeconómica, lo cual genera a su vez inestabilidad social y el debilitamiento de la institucionalidad en el país. De no tomar medidas correctivas, aumenta la probabilidad que surjan conflictos sociales, que cuestionan el modelo de desarrollo y en general, el país se encontrará más vulnerable a sumergirse en crisis de gobernanza.

La economía no resulta ajena a lo que ocurre en el ámbito sociopolítico, la desigualdad impide que el crecimiento económico se sostenga en el largo plazo, ya que desincentiva la inversión privada, tanto extranjera como local, con nefastas consecuencias sobre el desarrollo del país y el bienestar de la población.

Todo esto ha convergido en un esquema de promoción para el desarrollo de la infraestructura requerida, y el consumo masivo del gas natural en general, incluyendo, en particular, la política de masificar su uso a nivel residencial. En ese sentido, se han implementado diversos mecanismos con el fin de promover la conexión de la mayor cantidad de usuarios residenciales al servicio de distribución de gas natural.

Se han conseguido avances importantes en los últimos años, sobre todo en el caso particular de Lima y Callao, pero los niveles de masificación a nivel nacional parecerían resultar aún insuficientes en comparación con los niveles de cobertura alcanzados por otros servicios públicos, tales como el suministro de electricidad³ o de agua potable, ¿será que los mecanismos que se vienen empleando para promover la masificación del gas natural presentan problemas en su implementación que los tornan en ineficaces? ¿o puede ser que algo más está pasando?

En el presente trabajo de investigación se revisan los avances de la masificación en las regiones del país donde se encuentran operando, o se ha previsto que entren en operación, concesiones para brindar el Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. Asimismo, se estudian las principales disposiciones del marco normativo y legal estipulado, en especial, al amparo de la Política Energética Nacional 2010-2040 y del Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022.

Se estudia la experiencia de lo acontecido en la concesión de Lima y Callao, ya que para este caso se cuenta con extensa data histórica, acumulada a lo largo de casi dos décadas. Como complemento se recurre a consultores y especialistas, tanto de aquellos quienes representan a las autoridades competentes del sector, como también de las empresas concesionarias, a fin de conocer su opinión sobre aspectos específicos y su visión sobre la problemática de la masificación, en general.

³ El nivel de cobertura a nivel nacional del suministro de electricidad es de 96% si consideramos sólo las viviendas ubicadas en zonas urbanas y de 93% considerando también además las viviendas ubicadas en zonas rurales.

Se analizan bajo diversos criterios cada uno de los mecanismos que se vienen empleando para promover la masificación del uso del gas natural en el sector residencial. La forma cómo funcionan, si actúan agilizando la expansión del alcance de la red de polietileno a fin que mayor cantidad de viviendas cuenten con red en frente (cobertura), o si actúan sobre la asequibilidad del gas natural y su mayor competitividad frente a otros combustibles sustitutos (GLP en balones para el caso de consumidores residenciales).

Asimismo, se revisa la eficacia que tiene cada mecanismo para alcanzar el objetivo, es decir, su aporte para la masificación en el segmento residencial, en términos de impacto incrementando la velocidad con la que accedieron nuevos clientes residenciales al servicio de gas natural, cada año.

Los resultados de la evaluación se presentan en la Tabla 7, que resume el análisis que se desarrolla en profundidad a lo largo del capítulo III. Finalmente, se recogen los aprendizajes y extraen recomendaciones que puedan mejorar el desempeño de la masificación en la región de Lima y Callao, así como en las regiones del interior.

Las recomendaciones vertidas en la presente investigación no deben entenderse como un listado de medidas para promover la masificación del gas natural, que se proponen implementar indiscriminadamente tal cual se tratasen de fórmulas en un recetario. Nuestro país es muy diverso, no es lo mismo la capital que las regiones del interior. Para quienes observan con cierta atención las distintas realidades del país, resultan evidentes las particularidades que se presentan en ellas. Incluso al interno de cada región, no es lo mismo el campo que la ciudad.

Existen grandes diferencias entre los niveles socioeconómicos a los que pertenecen, el clima de la zona adonde habitan, el grado de instrucción, así como las características socioculturales de sus pobladores, factores que tienen enorme incidencia sobre la forma cómo resuelven sus necesidades de energía y por consecuencia, en el desempeño de la masificación del gas natural. En ese sentido, los mecanismos para la masificación que pueden resultar efectivos en algunos casos no lo serán en otros, y viceversa.

En contraparte se necesita de una visión integradora u holística, que si bien reconozca la flexibilidad para la adopción de mecanismos que se ajusten a la medida de cada región -provincia, distrito, anexo o incluso, de cada centro poblado en particular- nos brinde el mapa para observar con mirada integradora, todo el escenario de acción.

CAPÍTULO I

MARCO CONCEPTUAL: ACCESO UNIVERSAL A LA ENERGÍA Y GAS NATURAL

La presente investigación asume como un supuesto que la masificación del gas natural es un propósito conveniente para la sociedad peruana en su conjunto, debido a que contribuye al desarrollo sostenible de nuestro país, en ese sentido, al asumirse como un supuesto, no forma parte de los objetivos del presente trabajo efectuar demostración alguna acerca de los beneficios que representa la masificación del uso del gas natural para el Perú, aunque, si consideramos necesario y conveniente hacer un repaso del razonamiento que lleva a dar por sentado dicho supuesto.

La línea de razonamiento para explicar los beneficios de la masificación del gas natural exige remontarnos algunos peldaños más atrás al concepto de energía y las distintas fuentes de dónde esta se obtiene, así como a la relación existente entre el desarrollo económico de una sociedad y el acceso universal⁴ a la energía por parte de sus ciudadanos.

El marco conceptual para desarrollar la presente investigación requiere estudiar las distintas formas en la que puede ser atendida la demanda de energía por parte de los consumidores -en particular los usuarios del sector residencial- en base a las diversas fuentes que se disponen en la naturaleza, así como de los procesos de transformación que se requieren llevar a cabo previamente.

Dicho en otras palabras, se requiere un repaso del campo de estudio de lo que se conoce como economía energética o economía de la energía, la cual “estudia las fuerzas que conducen [a] los agentes económicos (empresas, individuos, gobiernos) para el suministro de recursos energéticos, conversión de los mismos en otras formas de energía útil, transporte a los usuarios para su utilización, y la disposición de los residuos” (Diaz, 2012, p. 2).

Por otro lado, la contribución que la conexión de cada consumidor al servicio de gas natural cumple para alcanzar el objetivo de acceso universal a la energía es condición necesaria pero no suficiente para entender el por qué la masificación del [uso del] gas natural se ha dispuesto como

⁴ Según la terminología acuñada por el Banco Mundial, la expresión “acceso universal”, entendida como una modalidad bajo la cual los consumidores pueden acceder a un servicio en forma conjunta o mancomunada, se diferencia del “servicio universal”, entendido como una situación bajo la cual los consumidores acceden a dicho servicio de manera individual y personalizada (Navas-Sabater, Dymond & Juntunen, 2002, pp. 9–10). En el presente trabajo no haremos tal diferenciación, de manera que ambos términos “acceso universal” o “servicio universal” se usan indistintamente para referirse al acceso -al servicio de distribución de gas natural- de manera individual por el (los) ocupante(s) de cada predio.

un lineamiento de nuestra política energética nacional para las siguientes décadas⁵, para ello hace falta además, profundizar en las ventajas del gas natural frente a otras fuentes de energía alternativas disponibles por la población, tales como la biomasa (leña o bosta), el carbón o el GLP⁶.

1.1 La demanda de energía como derivada de la competitividad entre las fuentes de energía disponibles

La decisión de consumir una cierta fuente de energía (electricidad, hidrocarburos, carbón, etc.), o de sustituir el uso de una fuente de energía por otra, depende de la disponibilidad y el precio relativo de cada fuente de energía, así como la calidad del servicio por parte del proveedor que la ofrece, y el costo inicial de entrada, o costo de conexión (Dammert & García, 2017).

Ello implica que hay una profunda interdependencia entre las industrias del sector (o subsectores), lo cual debemos tener muy en cuenta al momento de pretender evaluar el desempeño -la oferta, la demanda, el precio, las inversiones, etc.- de cualquiera de las industrias relacionadas con las cadenas de suministro de determinada fuente de energía.

1.1.1 ¿Qué es la energía?

La energía está presente en todo momento de nuestras vidas. La mayor parte de nosotros puede que no seamos del todo conscientes de su cotidiana presencia, pero eso no impide que nos resulte imposible tratar de imaginar siquiera un mundo parecido al que vivimos -o al que podríamos vivir en el futuro- sin contar con ella. “La energía es uno de los conceptos más importantes, no sólo de la física, sino de otras ciencias. Su elaboración ha sido fruto de un largo y complejo proceso de generalización conceptual y de síntesis de diferentes campos de las ciencias” (Solbes & Tarín, 2008, p. 2).

A pesar de los grandes cambios tecnológicos y del crecimiento exponencial de la velocidad con la cual ocurren estos cambios, la energía parece arreglárselas para seguir estando siempre presente, eternamente omnipresente, imprescindible. Quizá sea esta característica omnipresencia la causa principal de la dificultad para hallar una definición que “comprenda” en la justa medida todas las acepciones que pueda tener esta palabra. “Es difícil definir la energía, aparte de decir

⁵ El sexto lineamiento de política del objetivo 7 de la Política Energética Nacional 2010-2040 (desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente) señala que se debe “*ampliar y consolidar el uso del gas natural y el GLP en la población del Perú*”.

⁶ Gas Licuado de Petróleo.

que es una cantidad física que se conserva” (Serway & Jewett, 2018, p. 153).

Dependiendo del campo de estudio que se trate podemos encontrar diversas definiciones para el concepto de energía, casi todas ellas coherentes y complementarias entre sí. Mencionamos algunas de las definiciones que resultan más cercanas para nuestro interés en la presente investigación.

- Física: la “energía” es la capacidad para realizar un trabajo;
- Termodinámica: la “energía térmica” es la energía liberada en forma de calor;
- Economía: la “energía” se refiere a un recurso natural, incluyendo la tecnología asociada para poder extraerla, transformarla y darle un uso industrial o económico.

¿Cómo la energía puede pasar “desapercibida”, siendo algo tan necesario para la existencia y perdurabilidad de todo lo que vemos a nuestro alrededor? es una interrogante que nos interpela acerca de su real relevancia ¿o será que no se trata de algo tan importante como creíamos? Quizá la respuesta a su aparente “intrascendencia” es que si bien día tras día tenemos contacto con la energía no solemos hacer alusión a ella -no al menos directamente- pues estamos acostumbrados a referirnos a la energía a través de sus formas más “cercanas” a nosotros.

En efecto, estamos más familiarizados a referirnos rutinariamente a ciertos productos que contienen la energía que consumimos. Así, por ejemplo, llenamos el tanque del automóvil con “gasolina”, no con energía calorífica; pagamos la “factura de electricidad”, no la de energía eléctrica; hablamos de la guerra de precios del “petróleo”, no de la guerra de precios de las reservas de energía; “prendemos la luz” o “encendemos el foco”, para referirnos al encendido de un dispositivo que convierte energía eléctrica en ondas electromagnéticas que nos permiten iluminar nuestros hogares. En fin, un sinnúmero de ejemplos que nos hacen caer en cuenta que la energía, a pesar de estar en todo, no resulta tan visible para el ciudadano común.

1.1.2 Usos finales de la energía

Cómo hemos podido observar en el numeral anterior, la energía no se consume directamente como si se tratase de un bien final. Su consumo -o demanda- en cambio está destinado a su uso a través de equipos que proporcionan a los consumidores diferentes bienes o servicios tales como i) alumbrado y calor para la cocción de alimentos en los hogares; ii) fuerza motriz para el transporte; iii) calor y fuerza motriz necesarios en procesos de transformación para la producción de bienes en sectores industriales (minería, industria, agricultura, etc.) (Dammert & García, 2017).

La Figura 1 muestra lo indicado en el párrafo anterior donde los bienes o servicios que

proporciona la energía a los consumidores finales se encuentran bajo la columna “uso final”. Teniendo en cuenta la necesidad que satisfacen, los consumidores finales se suelen agrupar por tipos o categorías, los cuales se indican bajo la columna “usuarios finales”. Se identifican tres segmentos donde se agrupan los usuarios finales⁷: i) industrial; ii) residencial; y, iii) transporte.

Figura 1. Modelo de perspectivas tecnológicas energéticas de la Agencia Internacional de Energía (IEA)



Fuente: Adaptado de IEA – International Energy Agency (2012, p. 635)

Por otro lado, observamos que además de los usuarios finales existe otro tipo de consumidores que también transforman la energía, sólo que, a diferencia de los usuarios finales, la transformación que realizan no tiene como resultado satisfacer una necesidad final, sino que partiendo de fuentes “primarias” de energía generan productos intermedios (energía “secundaria”), que a su vez servirán para ser utilizados por los usuarios finales de energía.

1.1.3 Fuentes de energía

Como hemos visto en el numeral anterior, son los consumidores -finales o intermedios- agrupados de acuerdo con el tipo de necesidad o uso final que requieren cubrir, quienes demandarán una forma en particular de energía en función a la tecnología que poseen. Así pues, por ejemplo, para poder movilizarse los transportistas demandarán diésel o gasolina, según el tipo de motor de combustión interna que tengan sus vehículos.

Aparece de esta manera el concepto de fuente de energía para aludir a la forma cómo la energía misma se encuentra disponible, ya sea en la naturaleza o como producto intermedio. Según Bhattacharyya (2011), las fuentes de energía se pueden clasificar de diversas formas, dependiendo

⁷ A efectos de simplificar el modelo desarrollado por la IEA, la figura nos presenta tres grupos de consumidores, pero podríamos diferenciar aún mucho más los tipos de consumidores. Así pues, el grupo de transporte podría subdividirse por ejemplo, en transporte aéreo y transporte terrestre, y este último subgrupo en transporte de carga y transporte de pasajeros, y el transporte de pasajeros en transporte público y transporte privado, y así consecutivamente.

del criterio a emplear para su clasificación. Así pues, podemos hablar de energías renovables y no renovables, energías convencionales y no convencionales, energías comerciales y no comerciales, etc.

A continuación, se enumeran algunas fuentes de energía clasificadas en función de si han sido extraídas de alguna reserva de recursos naturales sin haberse sometido a ninguna transformación o conversión que no sea la separación y purificación, en cuyo caso hablamos de energías primarias, o si en cambio se trata de fuentes de energía que se obtienen de una fuente de energía primaria empleando un proceso de transformación o conversión, en cuyo caso se las agrupa como energías secundarias⁸.

- Primarias
 - Hidrocarburos (fósiles)
 - Petróleo crudo
 - Gas Natural
 - Carbón
 - Fisión nuclear
 - Solar (radiación procedente del sol)
 - Hidráulica
 - Eólica (viento)
 - Geotérmica
 - Biomasa (leña, bosta)
 - Fusión nuclear
- Secundarias
 - Derivados del petróleo
 - Eléctrica
 - Calor (térmica)
 - Mecánica (motriz)

⁸ Si bien no se ha mencionado en la clasificación, la eficiencia energética -entendida como la reducción de la cantidad de energía requerida para proporcionar un producto o servicio- viene siendo considerada durante las últimas décadas también como una fuente de energía pues su aplicación deviene en contar con mayor cantidad de recurso a disposición.

Las fuentes de energía se han enlistado con fines meramente ilustrativos, al no tratarse de un listado exhaustivo de seguro existen otras fuentes de energía que no se encuentran enlistadas. Debemos notar que, de forma simplificada, el listado puede agrupar bajo la misma categoría fuentes de energía que a pesar de tener rasgos en común, pueden presentar al mismo tiempo características diferenciadas.

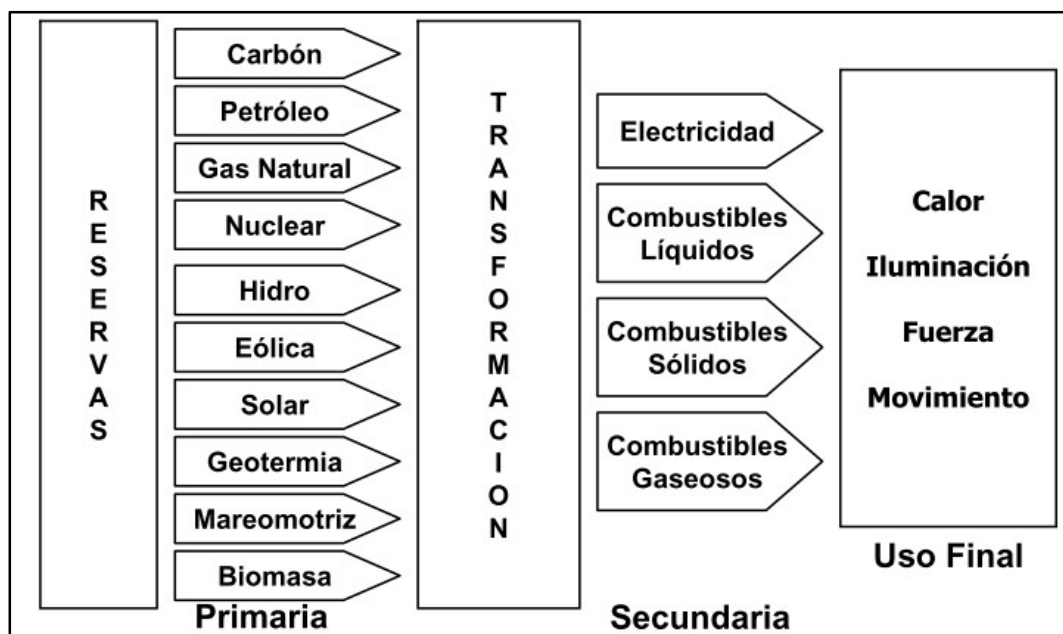
De esta manera, bajo el nombre de derivados del petróleo podemos encontrar distintos tipos de combustible tales como el diésel, las gasolinas, el GLP, etc. Por otra parte, la categoría petróleo crudo agrupa distintos tipos de hidrocarburos que se pueden extraer de la naturaleza y cuyas propiedades, poder calorífico y densidad, pueden presentar variaciones significativas en función del yacimiento de dónde se extraen. Estas diferencias pueden llegar a ser tan significativas que explican por qué un país como el nuestro, deficitario en producción de crudo, a su vez se permite exportar este hidrocarburo.

A la combinación de fuentes de energía primaria -indicando el porcentaje de cada una de ellas- que se utilizan para atender la demanda en determinada zona geográfica, generalmente un país o un grupo de ellos, es lo que conoce como matriz energética (Dammert & García, 2017).

1.1.4 Interrelaciones entre las fuentes y los usos finales de la energía

La Figura 2 muestra de forma esquemática que las fuentes de energía primarias no son insumos que puedan ser directamente usados por los usuarios finales, previamente deben ser sometidas a procesos de transformación para convertirse en bienes intermedios, que denominamos fuentes de energía secundarias. Las relaciones entre las fuentes de energía y sus usos, que el esquema muestra de forma cualitativa, pueden ser cuantificadas según las mediciones y observaciones tomadas en la realidad, tras lo cual se obtiene un balance de energía.

Figura 2. Fuentes y usos finales de la energía



Fuente: Espinoza (2005)

Los diagramas de Sankey se utilizan para visualizar las transferencias de energía a lo largo del proceso de transformación que sufren los recursos energéticos disponibles, partiendo de la oferta primaria, hasta el consumo final en los diversos subsectores que consumen energía. Se representan también las pérdidas en los procesos de transferencia y/o transformación, así como las importaciones y exportaciones de los diversos energéticos.

En el Anexo 5 se presentan los diagramas de Sankey correspondientes al balance de energía en el Perú para los años 2002 y 2018, nótese la variación en el consumo de gas natural como fuente de energía primaria desde un tímido 3% en el 2002, hasta un notable 40% en el 2018. Esto ilustra que las interrelaciones entre los usos finales y las fuentes de energía varían en el tiempo, pues los factores que impulsan estas interrelaciones, disponibilidad de recursos, precios de explotación, avances tecnológicos, etc. son también dinámicos.

A manera de ejemplo, en el pasado el estándar para la iluminación pública utilizaba combustibles fósiles, lo cual requería de cargar con combustible y encender cada lámpara, individualmente. Con el desarrollo de la industria de generación, transporte y distribución de energía eléctrica por redes, el nuevo estándar utiliza la electricidad como fuente de energía.

Se puede observar también la complejidad entre los flujos que siguen las distintas fuentes de energía. Todo ello tiene que ver con la naturaleza de demanda derivada que presenta la demanda de energía. Dammert y García (2017) han profundizado en los supuestos e implicancias de

considerar la demanda de energía como una demanda derivada, así como en el desarrollo de modelos para proyectarla.

Esta complejidad e interdependencia -vista en una dimensión global- junto con la dispar distribución geográfica que tienen las reservas de los recursos energéticos, explican por qué son permanente motivo de interés por parte de los consumidores, tanto a nivel individual como de las empresas o bloques económicos, e inclusive motivo a veces de tensión política entre los estados al tratar de ejercer algún control sobre dichos recursos. De este modo, los estados necesitan tener muy presente el tema de la energía, tanto en el día a día como también en el largo plazo a través de políticas que contribuyan al desarrollo del país.

Como hemos podido ver, al estar las demandas de los distintos recursos energéticos fuertemente interrelacionadas, no es conveniente estudiar el desempeño de alguna de ellas -cualquiera fuere- de forma aislada del resto. En ese sentido, si bien esta investigación pretende abordar la masificación del gas natural, es un estudio que se debe realizar con un enfoque holístico analizando también lo que ocurre con las otras fuentes de energía.

1.2 El uso final de la energía en las viviendas del Perú

Según los resultados de la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE) para el año 2016, ver González, Salazar y Balarezo (2018), en los hogares del Perú la energía (electricidad, GLP, gas natural, biomasa, carbón vegetal u otros) se usa principalmente para:

- Iluminación (de ambientes y/o espacios interiores y exteriores, tales como salas, comedores, dormitorios, baños, cocinas, pasadizos, jardines, etc.);

Figura 3. Iluminación en viviendas



Fuente: Adaptado de internet, 2020

- Cocción de alimentos (mediante cocinas u hornos a combustión o eléctricos, u hornos de microondas);

Figura 4. Cocción de alimentos en viviendas



Fuente: Adaptado de internet, 2020

- Conservación (refrigeración) de alimentos;

Figura 5. Refrigeración de alimentos en viviendas



Fuente: Adaptado de internet, 2020

- Generación de agua caliente (para el baño o aseo personal y para el lavado de ropa);

Figura 6. Generación de agua caliente en viviendas



Fuente: Adaptado de internet, 2020

Figura 7. Generación de agua caliente utilizando energía no convencional, colector solar



Fuente: Adaptado de internet⁹, 2020

- Calefacción de ambientes (mediante estufas a gas o eléctricas);

Figura 8. Calefacción en viviendas



Fuente: Adaptado de internet, 2020

⁹ http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2518-44312016000100005

- Ventilación y climatización de ambientes;

Figura 9. Climatización y ventilación en viviendas



Fuente: Adaptado de internet, 2020

- Artefactos electrodomésticos (aspiradoras, lustradoras, lavadoras, etc.);

Figura 10. Artefactos electrodomésticos en viviendas



Fuente: Adaptado de internet, 2020

- Aparatos electrónicos (televisores, radios, computadoras, recargar celulares, etc.).

Figura 11. Aparatos electrónicos en viviendas



Fuente: Adaptado de internet, 2020

1.3 Fuentes de energía para las viviendas del Perú

Como hemos observado en el apartado anterior, existen distintas tecnologías que los consumidores -en particular los residenciales- pueden utilizar para satisfacer sus necesidades finales de energía. La decisión -a tomar en base a factores que analizaremos más adelante- de emplear alguna tecnología en particular, supone también el uso de una determinada fuente de energía. Por este motivo, la demanda que se observa para cada una de las fuentes de energía es muy variada en las distintas regiones del país, tal como se observa en la Tabla 1, que considera viviendas ubicadas en zonas rurales.

Tabla 1. Fuentes de energía que usan las viviendas de zonas rurales en el Perú (en porcentaje)

	Regiones costeras			Regiones andinas			Amazonia	Todas las regiones
	Norte	Central	Sur	Norte	Central	Sur		
Electricidad de la red	35	60	71	22	52	44	18	39
Leña	85	74	68	94	92	64	95	84
Batería de celda seca	71	51	55	78	66	74	91	74
Querosén	71	32	31	71	44	52	73	57
Velas	47	53	60	56	69	66	46	60
Batería automotriz	31	23	13	9	8	7	15	11
GLP	28	63	53	5	17	10	7	14
Resid. Vegetales	8	7	5	5	18	13	3	11
Estiércol	0,4	0,5	15	3,6	26	65	0,1	25
Solar FV	0,3	0,1	0,1	0,4	-	0,9	1	0,5
Pequeños generadores	0,9	1	-	-	1	0,2	0,9	0,6
Todos los hogares (000s)	156,4	75,3	27,8	362,0	634,2	565,0	383,4	2.204,2

Fuente: INEI, 2005

Extraído de Meier et al. (2010)

A continuación, comentamos las principales fuentes de energía que son usadas por las viviendas en el Perú, en especial de aquellas que revisten mayor relevancia en lo que concierne al tema de la presente investigación.

1.3.1 Biomasa (leña, bosta)

El uso de la leña es muy común en las zonas rurales de nuestro país en dónde se la encuentra a disposición en su estado natural, de dónde es extraída por la población. Por su parte, el uso de la bosta (estiércol) habría estado más arraigado en la población rural de la sierra sur.

Figura 12. Bosta y leña



Fuente: Adaptado de internet, 2020

1.3.2 Carbón vegetal

Es un producto proveniente de la leña y otros residuos vegetales que son sometidos a combustión incompleta, es decir, calentados a altas temperaturas en ausencia de oxígeno. El producto así obtenido resulta tener un poder calorífico muy superior al del insumo, pudiendo llegar a triplicar su valor. Debido a su elevado precio en comparación con otras fuentes de energía, su uso de manera cotidiana es muy limitado.

Figura 13. Carbón vegetal



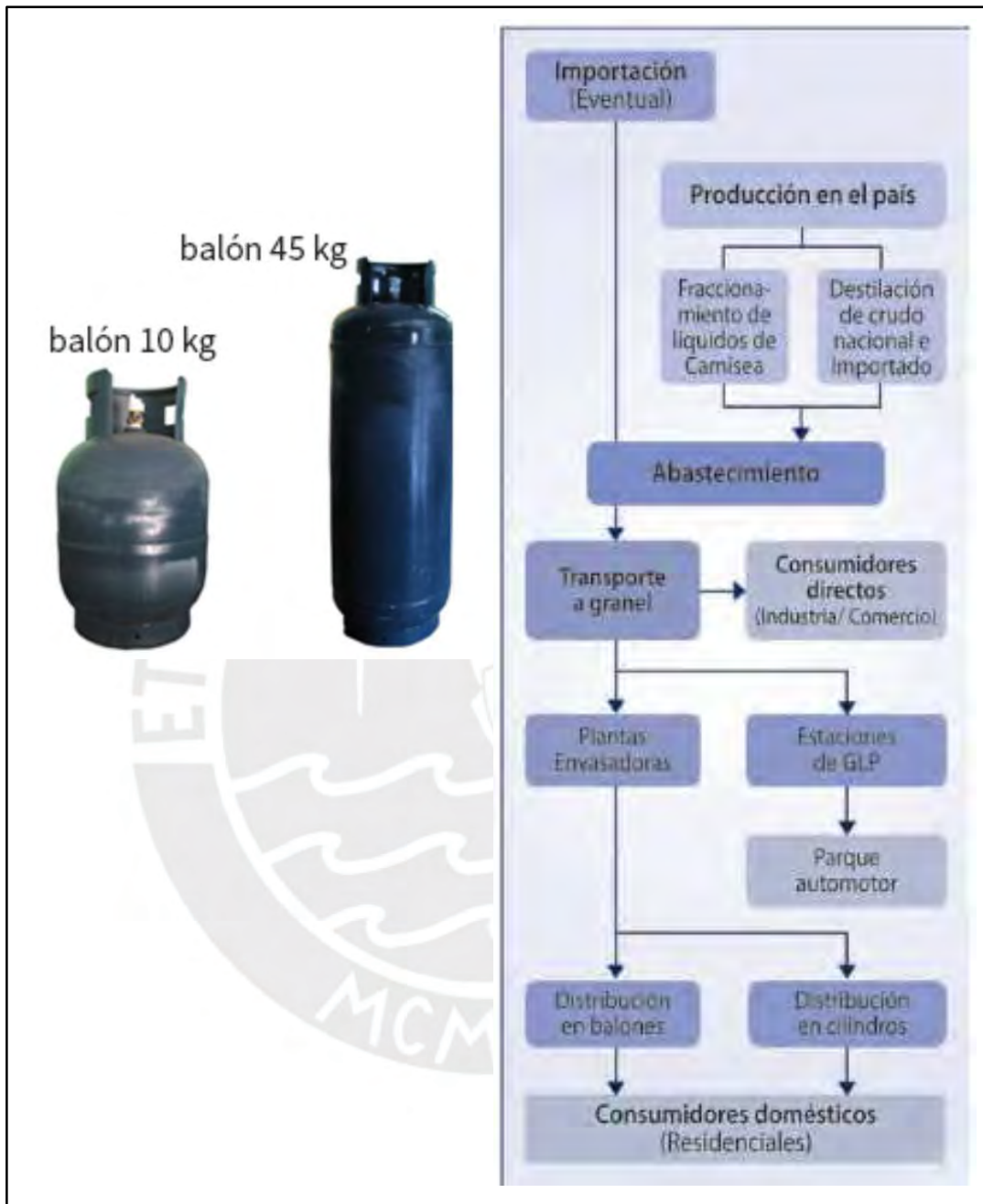
Fuente: Adaptado de internet, 2020

1.3.3 Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Se obtiene en las refinerías del país como uno de los productos derivados del crudo de petróleo nacional o importado. Se obtiene también procesando, en la planta de fraccionamiento ubicada en la ciudad de Pisco, los líquidos del gas natural extraídos junto con el gas natural [seco] de Camisea. Desde Pisco se lleva a Lima u otras ciudades, en buques metaneros o por camiones cisterna.

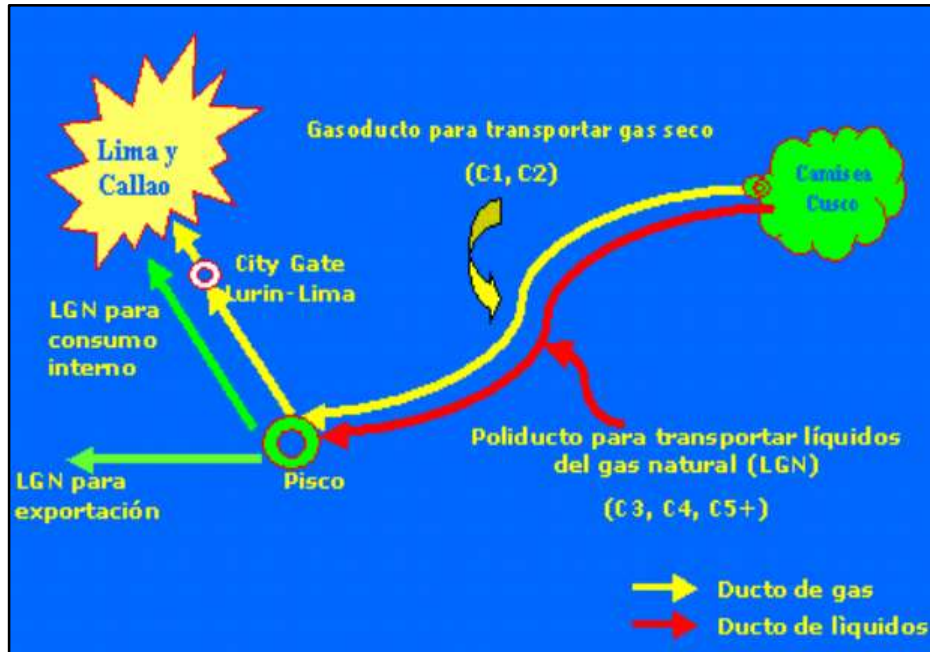
En casos extraordinarios se importa como producto procesado, en cuyo caso llega envasado a granel, en buques metaneros que desembarcan en nuestro territorio, generalmente en alguna de nuestras refinerías. Desde las refinerías es transportado a granel por medio de camiones cisterna hasta plantas envasadoras ubicadas en las ciudades, en donde se introduce en recipientes -llamados balones- de 10 y 45 Kg para su distribución final a residencias y comercios, por medio de agentes autorizados.

Figura 14. Cadena de suministro del GLP para viviendas, balones de 10 y 45 Kg



Fuente: Adaptado de OSINERGMIN (2012)

Figura 15. Transporte de líquidos del gas natural en el esquema del Proyecto Camisea



Fuente: Internet¹⁰, 2020

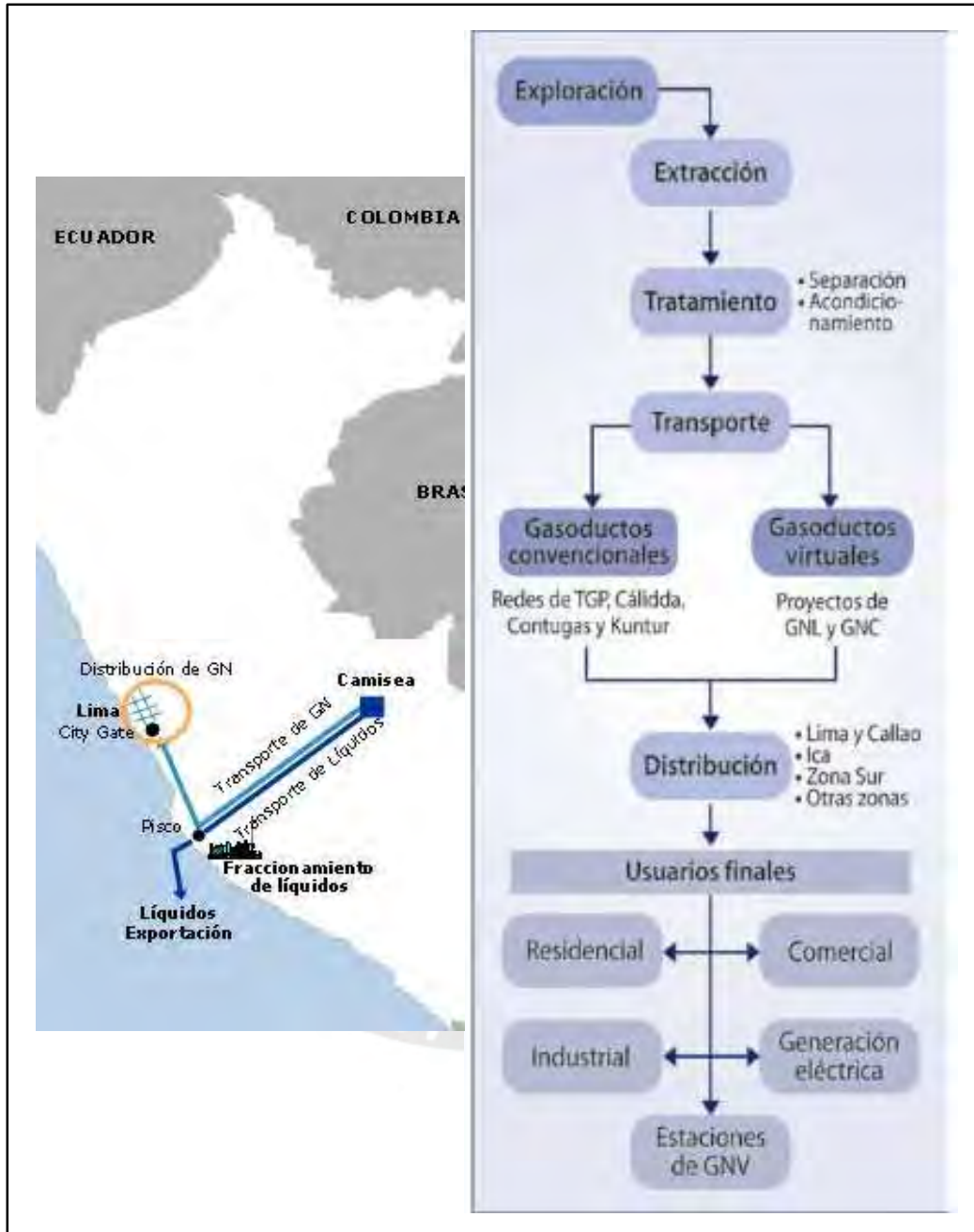
1.3.4 Gas natural

Su oferta para uso residencial en nuestro país se remonta al año 2005 con los inicios de la explotación del gas natural proveniente del yacimiento de Camisea¹¹, gracias a la materialización de lo que en su momento fue el proyecto energético más importante del país. Camisea consistió en la construcción de una planta de procesamiento de gas natural para su extracción en la selva peruana y un gasoducto para su transporte hasta la costa y la capital, donde asimismo se construyeron redes para su distribución por ductos. Adicionalmente, el proyecto también contempló la construcción de un polducto para el transporte de los líquidos del gas natural hasta una planta de fraccionamiento ubicada en Pischo.

¹⁰ [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/proyectocamisea\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/proyectocamisea(1).pdf)

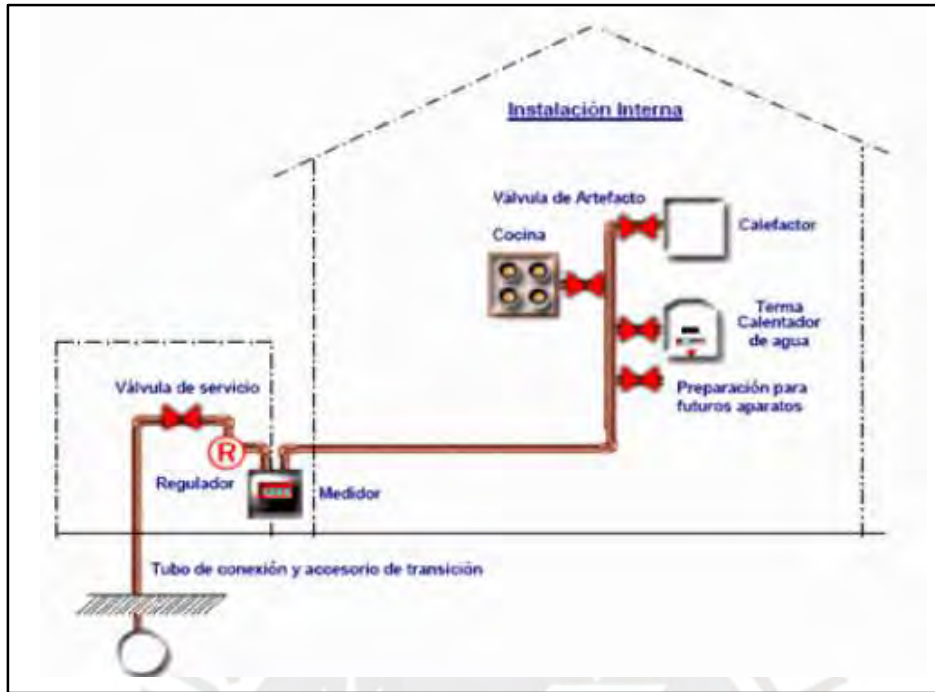
¹¹ Antes del inicio del Proyecto Camisea se consumía gas natural para fines de generación termoeléctrica (Agüaytía) y algunas experiencias de distribución en la costa norte, con un alcance reducido.

Figura 16. Cadena de suministro del gas natural para viviendas y otros segmentos. Extracción y transporte contemplados en el Proyecto Camisea



Fuente: Adaptado de OSINERGMIN (2012)

Figura 17. Suministro de gas natural a viviendas



Fuente: Adaptado de internet, 2020

1.3.5 Electricidad

Figura 18. Generación, Transporte y Distribución convencional de electricidad



Fuente: Adaptado de internet, 2020

Figura 19. Generación de electricidad con tecnología no convencional, generación eólica y fotovoltaica



Fuente: Adaptado de internet, 2020

1.3.6 Sustitución entre fuentes de energía usadas en las viviendas del Perú

Dependiendo del uso final de la energía (iluminación, cocción de alimentos, generación de agua caliente, calefacción, etc.) se presentará un mayor o menor grado de afinidad técnica para el uso de determinada fuente de energía. Nótese que hablamos de “grado de afinidad” pues desde un punto de vista técnico es muy poco probable que existan imposibilidades absolutas, casi siempre es posible encontrar soluciones tecnológicas que permitan usar cualquier fuente de energía para determinado uso final, aunque puede que en la práctica, dichas soluciones presenten inconvenientes.

Por mencionar un ejemplo, si nos referimos a la refrigeración de alimentos en el hogar, inmediatamente se nos viene a la mente la electricidad como fuente “natural” de energía, pero existen también soluciones tecnológicas que usan GLP, o querosene, e incluso se podría encontrar alguna solución tecnológica empleando energía solar si fuese necesario. Desde un punto de vista estrictamente “técnico”, no podríamos decir que una solución en particular resulta más “natural” que las otras.

Por otro lado, este grado de afinidad técnica, basado en el desarrollo disponible para determinada tecnología, combinado con otros factores como i) la disponibilidad de las fuentes de energía y el precio relativo entre ellas en el área de consumo; así como ii) la preexistencia de artefactos y su grado de compatibilidad con la nueva tecnología, o en su defecto, el costo de sustituirlos o convertirlos, determinan el grado relativo de uso y sustitución que existirá entre las fuentes de energía para satisfacer determinado uso final (Dammert y García, 2017, p. 70).

Según Bhattacharyya (2011, p. 530), debido a la diversidad entre las distintas regiones de un país, en términos de costumbres acerca del uso de la energía, disponibilidad de recursos energéticos, entre otras condiciones, es deseable buscar soluciones locales apropiadas en lugar de soluciones universales o globales para el problema. Las políticas deben promover soluciones innovadoras a la medida de cada localidad, en lugar de prescribir plantillas de adopción general.

El resultado, generalmente, es una combinación de fuentes de energía que las viviendas consumen para satisfacer los usos finales que requieren (iluminación, cocción de alimentos, electrodomésticos, generación de agua caliente, etc.), la cual depende a su vez del contexto en el que se encuentran. Se distinguen grandes diferencias entre las fuentes de energía que las viviendas consumen según se encuentren ubicadas en zonas urbanas o rurales, debido a la menor disponibilidad de energía eléctrica asequible en el caso de las zonas rurales, así como de la posibilidad de acceder con mayor facilidad a biomasa (leña o bosta).

Por otro lado, existen usos finales que resultan atendidos con determinada fuente de energía en particular, de manera casi exclusiva. Es el caso de la iluminación de ambientes, en que las luminarias que emplean energía eléctrica presentan ventajas tales como la facilidad de operación, mínimo mantenimiento, mayor seguridad, entre otros, que sumados a un menor costo del servicio, hacen que se opte por esta alternativa, en los casos que la energía eléctrica se encuentre disponible.

La Tabla 2 muestra cuáles eran las fuentes de energía utilizadas para la cocción de alimentos en las viviendas del Perú, al año 2014. Se observa que la fuente de energía más utilizada para esta finalidad era el GLP, con un 58%, seguido por la leña con un 26%. Por su parte, el gas natural representaba apenas un 1%.

Tabla 2. Combustible que utilizan con mayor frecuencia los hogares en el Perú para cocinar sus alimentos (en porcentaje), al año 2014

Combustible	2014
Electricidad	0.7
Gas (GLP)	58.5
Gas Natural	1.0
Kerosene	0.1
Carbón	1.7
Leña	26.0
Otro	12.0
Total	100.0

Fuente: Dammert y García (2017), en base a información de la ENAHO (Encuesta Nacional de Hogares)

Como se expuso anteriormente, no se puede evaluar a priori si la distribución de las fuentes de energía obedece a lo que se esperaría que ocurriese “naturalmente”, pues para tal análisis, además de las consideraciones sobre la tecnología que emplea cada fuente de energía -sus ventajas y/o desventajas- se necesita conocer también el estado de las otras variables -disponibilidad en el área de consumo y precios relativos, preexistencia de artefactos- las cuales varían en cada región del país. Todo ello, además, en un contexto que cambia dinámicamente en el tiempo.

En cuanto al gas natural, desde que comenzó su aparición como una opción para las viviendas ubicadas en las zonas urbanas donde se extienden las redes de distribución, predominantemente es empleado para la cocción de alimentos y generación de agua caliente, y en menor medida para el calentamiento de aire en el secado de ropa y la calefacción de ambientes. Las viviendas que optan por el gas natural sustituyen otras fuentes de energía como son el GLP y la energía eléctrica.

La Tabla 3 muestra las fuentes de energía utilizadas para la cocción de alimentos en las viviendas del Perú, esta vez al año 2017. Considerando que se trata de tan sólo tres años de diferencia, nótese la rápida disminución -de 26% a 17%- del uso de leña en favor de otras fuentes de energía como el GLP. Asimismo, la sustitución de este último a su vez, en favor del gas natural que incrementó su presencia de 1% a 5%.

Tabla 3. Combustible que utilizan los hogares en el Perú para cocinar (en cantidad absoluta y en porcentaje), al año 2017

Tipo de energía o combustible que utilizan en el hogar para cocinar	Censo 2017	
	Total de hogares	%
Total	8 252 284	100,0
Usan combustibles limpios	6 298 871	76,3
Usan gas (GLP o natural)	6 190 205	75,0
Solo usan Gas GLP-balón	4 762 809	57,7
Usan Gas GLP con otro tipo de combustible	987 162	12,0
Solo usan Gas natural (sistema de tuberías)	416 861	5,1
Usan Gas natural y otro tipo de combustible	12 343	0,1
Usan Gas (balón GLP) y Gas natural (sistema de tuberías)	11 030	0,1
Exclusivamente usan Electricidad	108 666	1,3
Usan combustibles contaminantes	1 757 409	21,3
Solo usan Carbón	66 968	0,8
Solo Leña	1 428 856	17,3
Solo Bosta, Estiércol	144 908	1,8
Usan varios tipos de combustibles contaminantes 1/	116 677	1,4
No cocinan	196 004	2,4

1/ Comprende a los hogares que usan varios tipos de combustible para cocinar los alimentos, con excepción de electricidad, gas GLP o gas Natural.

Fuente: Censo Nacional 2017: XII de Población y VII de Vivienda, realizado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI (2018)

1.4 Acceso universal a la energía

El acceso a la energía es el acceso a servicios energéticos limpios, confiables y asequibles para cocinar y para la calefacción, el alumbrado, las comunicaciones y los usos productivos, según el Grupo Asesor sobre Energía y Cambio Climático¹² del Secretario General de las Naciones Unidas. Resulta evidente el efecto que tiene el acceso a la energía sobre el desarrollo de las capacidades de la población y, por lo tanto, sobre el desarrollo económico de una determinada sociedad.

Altos niveles de desigualdad en los ingresos generan inestabilidad sociopolítica, la cual desincentiva la inversión privada, local y extranjera. Del mismo modo, la institucionalidad se debilita debido a la conflictividad social y política que se produce, lo que hace al país más vulnerable a crisis de gobernanza. En el mediano y largo plazo, la desigualdad puede impedir que el crecimiento económico se sostenga en el tiempo, con las nefastas consecuencias que tiene esto sobre el bienestar de la población y el desarrollo de un país (Berg & Ostry, 2017).

A nivel internacional, debido a los beneficios inherentes que trae el acceso a la energía para la población en general, existe consenso sobre la necesidad de garantizar su acceso como un derecho universal. En ese sentido, la ONU propuso en el año 2011, a través de su iniciativa Energía Sustentable para Todos¹³ o “SE4all”, que para el año 2030 se garantice el acceso a energía limpia a toda la población mundial. En el presente, las medidas que fueron planteadas en la iniciativa SE4all han devenido en la adopción del Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7: ODS 7¹⁴ o SDG 7 por sus siglas en inglés¹⁵, el cual consiste en “garantizar el acceso a energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos”¹⁶ (United Nations, s/f).

Los estados pueden -y deben- disponer de instrumentos para promover y orientar el desarrollo energético del país en general y, en particular, el acceso universal a la energía por parte de todos sus ciudadanos. “El rol de los estados es identificar los instrumentos más adecuados para lograr este objetivo, el cual se sustenta principalmente en los efectos que tiene el acceso a la energía en términos de reducir la desigualdad e incrementar el desarrollo de las capacidades humanas de los ciudadanos” (Dammert & García, 2017, p. 45).

¹² Advisory Group on Energy and Climate Change (AGECC).

¹³ Sustainable Energy for All.

¹⁴ El ODS 7 fue adoptado como parte de la Agenda al 2030, junto con otros 16 ODS, en virtud de las conversaciones sostenidas en la Conferencia sobre Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas celebrada en París - 2015.

¹⁵ Sustainable Development Goal 7.

¹⁶ Nótese que la adopción del ODS 7, implica un cambio sutil pero no menor respecto de las medidas planteadas inicialmente a través de SE4all. Además de las condiciones de asequible y confiable que debe cumplir la energía, las cuales permanecen desde SE4all, la energía debe ser también “sostenible y moderna”, en lugar del término energía “limpia” que se indicaba anteriormente.

Algunos de los instrumentos que estos autores destacan, son:

- Reducción de barreras a la entrada (facilitar otorgamiento de permisos y estrategias de comunicación sobre beneficios de los servicios);
- Garantías a la inversión y reducción de riesgos (regalías flexibles, estabilidad en los contratos de concesión);
- Políticas de promoción y garantías (fondos de electrificación rural, soporte de precios y otros).
- Contratos de concesión en actividades que no se desarrollan por sí solas (ductos de gas natural) o cofinanciamiento de inversiones a través de participaciones público-privadas.
- Establecimiento de cuotas y premios para fomentar ciertas tecnologías (energía eólica o paneles solares para áreas rurales).
- Programas de acceso para los más pobres (obligaciones a empresas, subsidios, fondos de financiamiento).

1.4.1 Eficiencias/incentivos regulatorios

Existen diversas opciones para proveer acceso a las distintas fuentes de energía a la población, entre las que podemos mencionar i) la empresa estatal; ii) una empresa estatal dominante en un mercado con participación de privados; iii) libre mercado en el que participan empresas privadas; o, iv) participación de la inversión privada en la provisión de servicios públicos bajo las modalidades de concesión, operación, gerencia, outsourcing, joint venture, etc. que en el caso de nuestro país recaen bajo el marco que regula las Asociaciones Público Privadas (APP).

La participación de los actores privados puede presentar ciertas ventajas en tanto estos pueden aportar su experiencia en gestión corporativa, conocimientos del negocio, equipos, tecnología, así como el capital que permita financiar los proyectos. Existen, por otro lado, casos en los que se requiere de grandes inversiones en redes a costo hundido -como la distribución de gas natural por red de ductos- la necesidad de mayor participación del estado. Por este motivo se presentan distintos grados de regulación en las cadenas de suministro correspondientes a las distintas fuentes de energía para la población peruana, tal como se puede apreciar en la Tabla 4, mostrada a continuación.

Tabla 4. Grado de regulación de las principales fuentes de energía para los consumidores residenciales en el Perú

Fuente de energía		Grado de regulación, 2020	
Biomasa (leña, bosta)		Libre mercado	
Carbón			
GLP	Producción	Condensados del gas natural (88%)	<ul style="list-style-type: none"> • Contrato licencia explotación • Contrato concesión ducto de transporte de líquidos de gas natural • Empresa privada (fraccionamiento)
		Petróleo crudo (12%)	Empresa estatal y privadas
	Transporte a granel		Libre mercado
	Distribución/comercialización		Libre mercado
Gas natural	Producción		Contrato licencia explotación
	Transporte por ductos		Contrato concesión ducto de transporte de gas natural
	Distribución/comercialización		Contrato concesión distribución por red de ductos ¹⁷
Electricidad	Generación		Autorización / Contrato de concesión
	Transmisión		Contrato de concesión
	Distribución/comercialización		Contrato de concesión

Fuente: MEM
Elaboración propia

En el caso del gas natural, su distribución por medio de redes requiere “hundir” significativos montos en inversiones para instalar la infraestructura que permite llevar el recurso a los usuarios finales. Por esta razón, en los casos que contemplan la participación de un inversionista privado, se suele otorgar por un determinado período de tiempo el derecho de exclusividad para atender determinada área, con el fin de permitir al inversionista la recuperación de su capital.

La oportunidad para que los potenciales operadores compitan entre ellos, se presenta ex-ante, al

¹⁷ En el caso de las concesiones de distribución que no se alimentan de gas natural directamente de la red de transporte, como parte del contrato de concesión de distribución se contempla el transporte de gas natural por medio de gasoductos virtuales (GNC y/o GNL) hasta las estaciones de regasificación que alimentan a las redes de distribución.

otorgamiento de las concesiones. Es en ese momento que se pueden introducir factores de competencia alineados a la masificación del gas natural, como medio para contribuir con el acceso universal a la energía. Es el caso de los compromisos contractuales que establecen obligaciones, sujetas a multas en el caso de incumplimientos, como incentivo para que el concesionario efectúe inversiones en la instalación de redes que permitan poner el servicio a disposición de las viviendas ubicadas en determinadas zonas predeterminadas, o de un determinado número de viviendas que se constituyen en “potenciales” consumidores. La misma finalidad persiguen los compromisos de conectar físicamente a la red, a determinada cantidad mínima de viviendas dentro de un plazo preestablecido.

Una vez otorgada la concesión, la posibilidad de competencia con otros operadores durante el período concesionado es muy limitada, prácticamente inexistente, ya que no está permitido que dos operadores de distribución atiendan una misma área. Existen sin embargo, algunas condiciones que se suelen incluir en los contratos de concesión, que dejan a discrecionalidad del estado la posibilidad de permitir el ingreso de un nuevo operador de distribución para atender clientes ubicados en zonas dentro del área de concesión que no hayan sido atendidas transcurrido cierto período de tiempo que se estipula en el contrato.

Por otro lado, si bien en la distribución de gas natural no existe posibilidad de coexistencia de más de un operador para atender determinada área, existe una oferta de otros combustibles con los cuales la distribución de gas natural por red de ductos compite dentro de su área de concesión, tal como es el caso del GLP o la electricidad, para el segmento residencial. En otros segmentos, como el industrial o el vehicular, se presenta también competencia con otros combustibles sustitutos como el petróleo residual R6 o el GLP, e incluso también con el GNC¹⁸ y GNL¹⁹.

1.4.2 Subsidios

Las eficiencias en la provisión del servicio que se busca lograr con la participación de los inversionistas privados también podrían ocasionar que algunos clientes pertenecientes a segmentos menos rentables queden excluidos del mercado objetivo del operador, por lo que se debe estar atento a identificar estos problemas con el fin de complementar la actuación del inversionista con otros mecanismos que también incluyan a estos segmentos. Si se requiere garantizar que todos puedan acceder al servicio, tal como pregona el concepto de acceso universal, es muy probable que se necesite subsidiar ya sea por única vez -el costo de la conexión a la red, por ejemplo- e inclusive en algunos casos extremos, será necesario otorgar subsidios de forma permanente.

¹⁸ Gas Natural Comprimido.

¹⁹ Gas Natural Licuefactado.

Toda subvención implica en cierta medida -ya sea mediante la transferencia de recursos a la demanda o a la oferta- sacrificar algo de eficiencia económica en favor de privilegiar la equidad (eficiencia distributiva). En ese sentido, hay un costo que asumimos como sociedad, por lo que su diseño y aplicación práctica debe evaluarse con mucho cuidado. Se deben definir muy claramente los objetivos concretos que se pretenden alcanzar, los grupos principales a ser beneficiados, así como los costos estimados y las fuentes de financiamiento. Foster (2004) propone cuatro criterios para evaluar la forma cómo se aplica un subsidio.

- Responde a una necesidad real;
- Buen nivel de focalización;
- Bajos costos de administración; y,
- No genera incentivos perversos.

Adicionalmente a todo ello, resulta importantísimo fijarse plazos de tiempo para ir alcanzando determinadas metas, de manera que el subsidio se vea como un mecanismo con un horizonte de intervención temporal, evitando así la instalación de una cultura de dependencia permanente entre los subsidiados.

La aplicación de subvenciones para promover la masificación del gas natural en el sector residencial se viene aplicando desde el inicio de la concesión de Lima y Callao. Es el caso de la aplicación de subsidios cruzados a través de las tarifas de distribución, que financian gran parte de los costos que supone la construcción de las redes de distribución de polietileno para la atención del segmento residencial, con los ingresos provenientes de los cargos de distribución aplicados a los consumidores de otros segmentos.

La aplicación de este tipo de subvención se extendió posteriormente a otras regiones dónde se inició el servicio de distribución de gas natural para el segmento residencial. Del mismo modo, se han aplicado también subsidios directos para incentivar la conexión de las viviendas habitadas por la población de menores ingresos. En el Capítulo III, se trata con extenso detalle la aplicación de estos subsidios.

1.5 Contribución del gas natural para alcanzar el acceso universal a la energía en el Perú

El acceso a la energía “es una condición mínima para el desarrollo de las comunidades. Su disponibilidad está asociada al mejoramiento de condiciones de educación, salud, seguridad y actividades productivas. Por esta razón, el Acceso Universal a la Energía es considerado como uno de los pilares para la lucha contra la pobreza en el país” (Fondo de Inclusión Social Energético - FISE, s/f).

Puede darse acceso a la energía a la población, a través de las diversas fuentes de energía existentes como alternativas, de manera que los beneficios que supone el acceso universal a la energía no justifican por sí solos la conveniencia de optar por la masificación del gas natural, hace falta profundizar además en la comparación del uso del gas natural frente a las otras fuentes de energía también disponibles, como la biomasa (leña o bosta), el carbón, el GLP, e inclusive la electricidad.

Un consumidor que necesita cubrir sus necesidades energéticas debe hacerlo de la forma más eficiente posible, debe optar por aquella fuente de energía que resuelva la necesidad en las mejores condiciones de competitividad y sostenibilidad para cada uso en particular. El uso de otras fuentes de energía por parte de la población, tales como la biomasa (leña o bosta), el carbón o el GLP, presentan desventajas con relación al uso del gas natural desde el punto de vista económico, ambiental o de seguridad.

Según Tamayo, Salvador, Vásquez y García (2014, p. 146) la leña es usada principalmente en el ámbito rural como una forma económica de conseguir energía, sin tener en consideración el daño que su combustión puede originar tanto para el ambiente como para la salud de los propios usuarios debido a las sustancias contaminantes -monóxido de carbono y partículas de inquemados principalmente- que se producen por la combustión incompleta de este combustible sólido. El caso del carbón es similar al de la leña, aunque su uso se da en mayor grado en el ámbito urbano.

De acuerdo con la OMS²⁰, el uso en las zonas rurales de la leña y el carbón como fuentes de energía para cocinar, al tratarse en ambos casos de la combustión de combustibles sólidos en ambientes poco ventilados, es como si “día tras día, y durante varias horas seguidas, las mujeres y sus hijos pequeños [inhalasen] cantidades de humo equivalentes al consumo de dos paquetes de cigarrillos por día” (Rehfuess, 2007, p. 8).

Por su parte, en el caso del GLP, su precio sigue la evolución del precio de los derivados del

²⁰ Organización Mundial de la Salud.

petróleo, con los impactos negativos que ello puede conllevar, tanto para la economía del consumidor, así como también para el balance energético del país. En efecto, pese a que la mayor parte del GLP que se consume en el Perú se produce empleando como materia prima los líquidos del gas natural -o condensados- provenientes del subsuelo peruano, la actualización de su precio subyace ligada a la volatilidad del precio internacional del petróleo. En cambio, en el caso del gas natural, su precio en boca de pozo, y la actualización de este, no son tan sensibles a variaciones de los precios internacionales²¹.

El hecho que el precio del GLP pueda sufrir eventuales variaciones por fluctuaciones en el precio internacional de los combustibles, contrasta con la estabilidad del precio que se presenta en el caso del gas natural. Ello hace extremadamente complicado que se pueda sostener en el largo plazo un esquema de subsidios al GLP pues podría ser necesario inyectar capital de forma permanente. En el caso del gas natural, el subsidio se otorga para incentivar la conexión del cliente a la red de distribución, lo cual se realiza por única vez.

Otra seria desventaja que presenta el otorgamiento de subsidios al GLP para el segmento residencial, en comparación con el gas natural, es que, debido a diferencias en sus propiedades físicas, a diferencia del gas natural que el beneficiario se encuentra físicamente conectado con el sistema de distribución en un punto fijo, el GLP llega a los beneficiarios a través de balones que pueden ser indistintamente utilizados en cualquier otra vivienda.

Ello, naturalmente, puede ocasionar problemas de focalización para el otorgamiento de subsidios, lo cual requiere un esfuerzo adicional en el caso del GLP, si se quiere controlar que los subsidios lleguen efectivamente a quienes están dirigidos, y los fondos que se demanden no crezcan de manera insostenible.

Por otro lado, la propiedad física que presenta el gas natural al ser más ligero que el aire hace que ante una eventual fuga al interior de la vivienda, el gas natural se disipe hacia el ambiente con suma facilidad, lo cual no ocurre en el caso del GLP, que es más denso que el aire.

Asimismo, existen en el caso del gas natural otros mecanismos de seguridad tales como la instalación obligatoria de válvulas de corte, que actúan automáticamente ante cualquier fuga en las redes al interior de las casas, o en la tubería de conexión que conecta la vivienda con la red

²¹ En noviembre de 2006, como parte de las modificaciones al contrato de Licencia para la Explotación del Lote 88 (Camisea), aprobadas mediante el Decreto Supremo N° 064-2006-EM, el gobierno peruano -a través de PERUPETRO- y las empresas que conforman el consorcio Camisea, acordaron modificar las fórmulas de ajuste del precio del gas natural, desligando el factor de ajuste del precio internacional del petróleo. Este factor fue sustituido por un índice de actualización que pondera en 60% el Índice de Precios de la Maquinaria de Industria Petrolera Estadounidense y en 40% una canasta de precios de energía (carbón, electricidad, derivados del petróleo), con el objetivo de darle mayor estabilidad a esta variable.

externa de distribución del Concesionario, así como también la instalación de reguladores de presión que limitan la presión del gas natural circulante por las redes internas de la vivienda a valores mínimos, por debajo de los 30 milibares²².

Finalmente, también podemos mencionar como una valiosa ventaja, el contar con un marco normativo que confiere mayor formalidad para la ejecución y supervisión de los trabajos a realizar por parte de las empresas y los profesionales responsables de diseñar y construir las redes internas²³, lo cual se traduce en mayor seguridad y confiabilidad para los usuarios finales. Así pues, “ningún servicio público exige que la red interna esté certificada como si se exige para el caso del gas natural” (OSINERGMIN, 2012, p. 28).

La facilidad con la que el GLP puede ser envasado en estado líquido y pasa al estado gaseoso al salir del recipiente que lo contiene, hace que pueda ser transportado hacia prácticamente todos los rincones del país. Lamentablemente esa misma razón de su popularidad se traduce frecuentemente en motivo para la informalidad, al ser relativamente fácil el ingreso de nueva oferta para la comercialización.

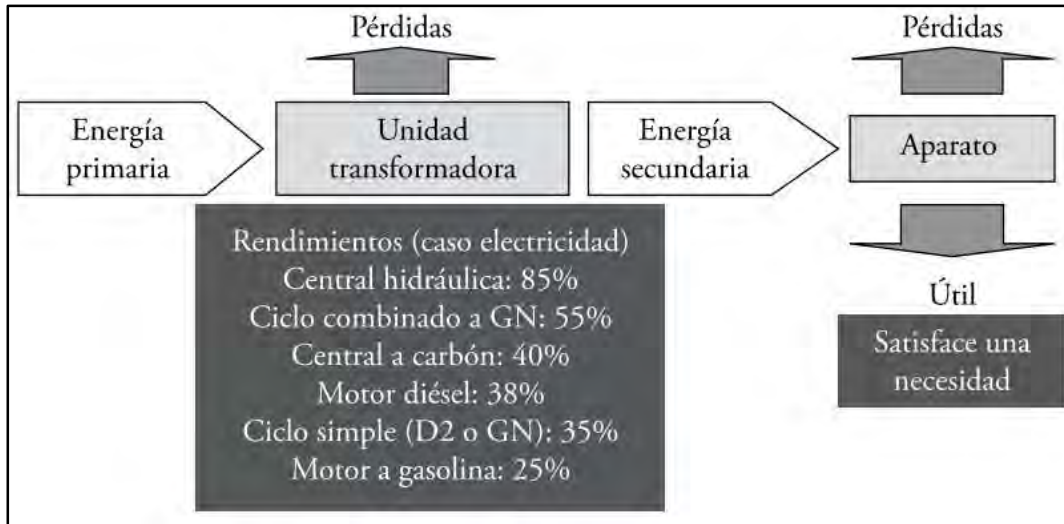
En cuanto al uso de electricidad para cocción de alimentos o generación de agua caliente, usos en los cuales compete con el gas natural, la razón por la que no se recomienda su uso tiene que ver con el uso eficiente de la energía. Podemos usar gas natural para la cocción de alimentos (cocinas a gas natural) o para calentar agua (terma a gas natural). Como alternativa, podemos usar ese gas natural para generar electricidad y llevarla hasta el consumidor, a fin de utilizarla con el mismo fin.

En la Figura 20 podemos ver las pérdidas de energía que se van presentando a lo largo del camino que recorre la energía eléctrica, desde que se genera hasta que es usada a través de algún aparato para satisfacer el uso final del consumidor que, en este caso, se trata de calor para la cocción de alimentos (cocina eléctrica), o para calentar agua (terma eléctrica).

²² A manera de referencia, la presión en un balón de GLP de 10 Kg, de los que generalmente usamos en nuestros domicilios, es de alrededor de 80 a 120 PSI (5.5 a 8.3 Bar), es decir, un nivel de presión muchísimo mayor que en el caso de las instalaciones internas de gas natural.

²³ En el caso del gas natural se cuenta con: i) Normas Técnicas de cumplimiento obligatorio para diseñar y construir redes internas de gas natural en las viviendas, que incluyen importantes aspectos técnicos de seguridad, tal como la ventilación de espacios confinados; ii) un sistema para evaluar y certificar profesionales competentes para el diseño y la construcción de redes internas de gas natural, los cuales son incluidos en un registro de instaladores internos -a cargo del OSINERGMIN- que es puesto en conocimiento del público en general; y iii) un procedimiento para la habilitación de suministros por parte del concesionario, que considera la supervisión del cumplimiento de la normativa descrita en los ítems previos.

Figura 20. Pérdidas de energía en la cadena de suministro de electricidad



Fuente: Espinoza (2005)

Podemos observar que existen pérdidas de energía para la transformación del gas natural en electricidad, así como en el aparato que transformará la electricidad en calor. Asimismo, existen pérdidas también en las redes de transmisión y distribución, todo lo cual, en conjunto, implica que sólo llegue al consumidor final, alrededor del 30% de cada unidad de energía que aportamos inicialmente. En el caso del gas natural esta proporción es de alrededor de 70% por lo que, desde el punto de vista exclusivo de uso eficiente del recurso, el gas natural representa una mejor opción.

Por otro lado, el interés del usuario estará más centrado en la comparación económica entre el gasto que representan ambas alternativas, en cuyo caso no necesariamente existirán las diferencias analizadas previamente. Esta vez el análisis se basará en el precio de adquisición de cada tipo de energía y la cantidad necesaria para obtener el resultado esperado -coccción de alimentos o calentamiento de agua- que a su vez dependerá de la eficiencia del artefacto.

Según lo analizado por Salvador (2011), las diferencias de esta comparación económica no resultan significativas debido a que el precio de gas natural para las viviendas es mayor frente al precio que pagan por el las generadoras eléctricas. En resumen, si bien desde el punto de vista del usuario, los costos finales de la electricidad y el gas natural son semejantes, la eficiencia energética, con respecto al uso del recurso primario, es muy baja en el caso de la electricidad.

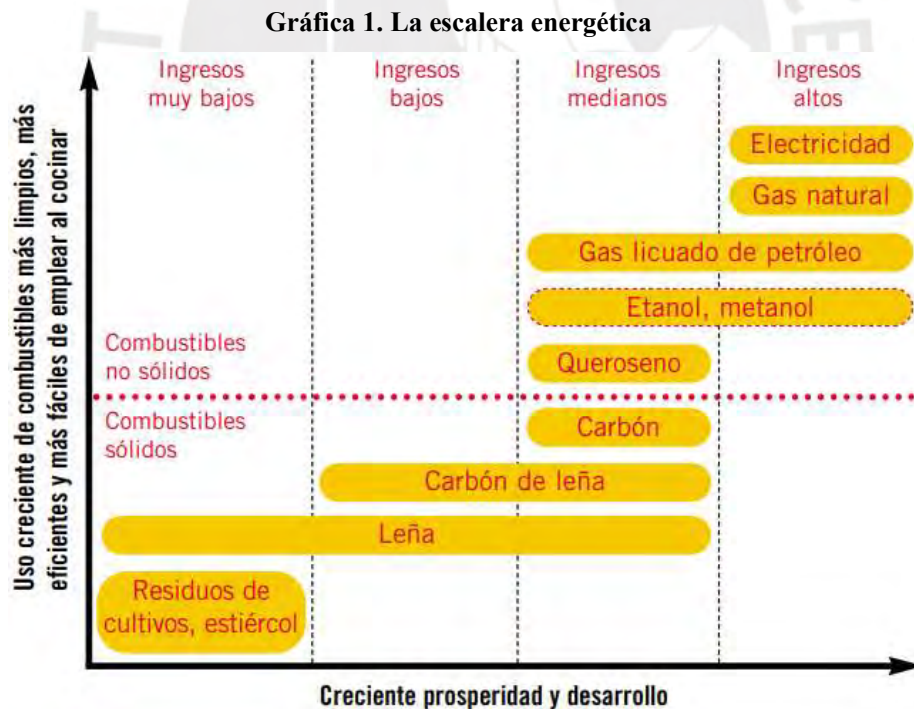
En cuanto al uso de la electricidad como fuente de energía para otros usos domésticos tales como la iluminación de ambientes interiores, por ejemplo, es poco práctico sustituirla por gas natural u otros energéticos sin sacrificar calidad y confort para el usuario, mientras que su uso para el funcionamiento de aparatos eléctricos o electrónicos, tales como refrigeradoras, computadoras,

equipos de limpieza y alarmas, entre otros, no tiene sustituto práctico.

Como expondremos más adelante, las ventajas del gas natural se pueden conjugar asimismo con criterios de redistribución hacia los sectores menos favorecidos, a efectos de otorgarles mayores incentivos con el fin que puedan acceder a una fuente de energía menos contaminante, más sana, más segura y económica en comparación con los sustitutos.

Según Olazábal (2019), las ventajas del gas natural favorecen la potencialidad de su consumo masivo lo que, aunado al hecho que el país cuenta con un suministro autosuficiente de dicho recurso, conllevan a que el Estado estableciese a través de diversas normas un esquema de promoción para el desarrollo de la infraestructura requerida y el consumo masivo del gas natural.

Lo explicado anteriormente se manifiesta en un orden de prelación entre las distintas fuentes de energía, para su uso de acuerdo a los niveles de idoneidad que ofrecen, concepto que se refleja en la denominada escalera energética, “basada en la noción que las viviendas -conforme van alcanzando mayor nivel de prosperidad y desarrollo- ascienden gradualmente desde el empleo de la biomasa tradicional, y pasa[n] progresivamente a otros combustibles (kerosene y gas licuado de petróleo – GLP) y culminan con la electricidad” (Murillo et al., 2014, p. 2).

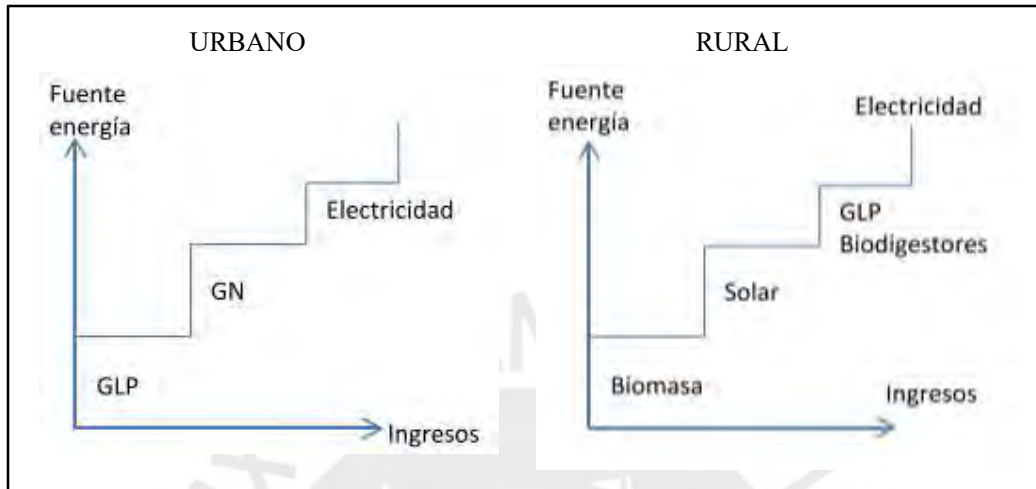


Fuente: Rehfuess (2007)

En el caso de las zonas urbanas, el punto de partida es el GLP ya que el acceso a biomasa no resulta tan fácil como en las zonas rurales y, asimismo, el gas natural se presenta como un peldaño

intermedio o final, por encima del GLP.

Gráfica 2. Diferentes resultados para la escalera energética en zonas urbanas y rurales



Fuente: Adaptado de Ramírez (2013)

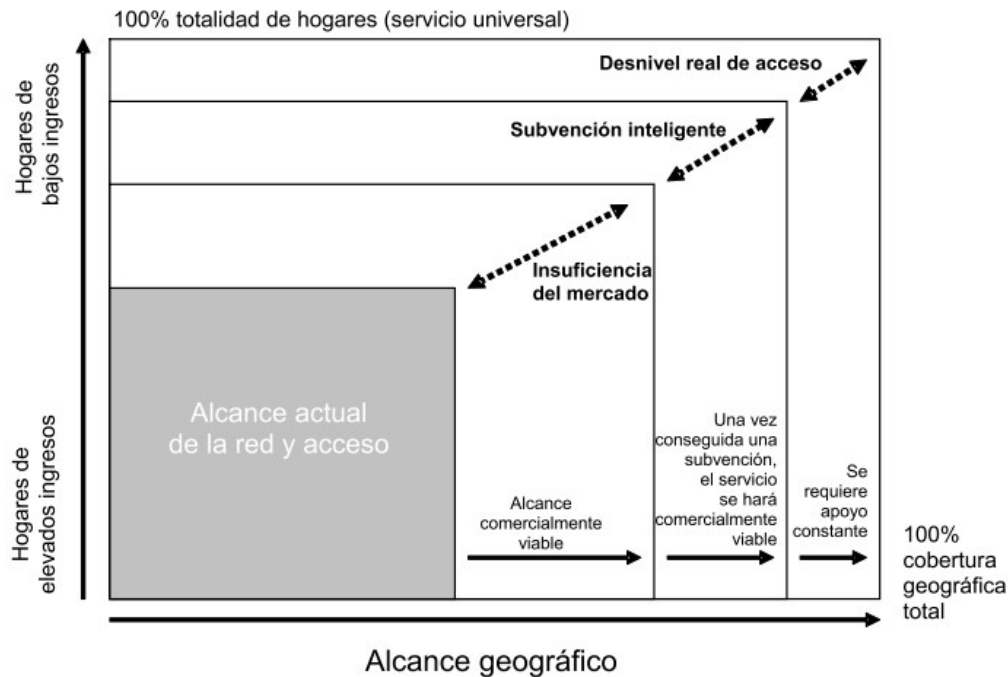
1.6 Factores que condicionan la conexión del usuario al servicio de gas natural

1.6.1 Disponibilidad (cobertura) y asequibilidad

Navas-Sabater et al. (2002) y Oestmann & Dymond (2009), recurren a los conceptos de “Disponibilidad” y “Asequibilidad” para facilitar el estudio de las condiciones para brindar acceso universal a un servicio de red. La disponibilidad mide la oferta que se pone al alcance del usuario, mientras que la asequibilidad mide la capacidad económica del ciudadano para adquirir y hacer uso del servicio que tiene al alcance. El primero alude a la cobertura que brinda la red, para el caso del gas natural, si la red de distribución pasa en frente del potencial usuario, mientras que el segundo alude a la competitividad del precio a pagar.

La Gráfica 3 muestra estos dos conceptos en cada uno de sus ejes, el eje horizontal representa el alcance o cobertura geográfica de la red, mientras que el eje vertical representa el poder adquisitivo de los consumidores. Si bien el análisis efectuado inicialmente por Navas-Sabater et al. (2002) fue trabajado para el caso de las telecomunicaciones, su aplicación puede extenderse también para el caso de la distribución de gas natural por red de ductos, en tanto que es un servicio que atiende también a hogares de todos los estratos socioeconómicos y tiene una cobertura geográfica limitada por la extensión de la red de distribución.

Gráfica 3. Disponibilidad (cobertura) y asequibilidad (precio competitivo) para el acceso universal



Fuente: Extraído de Oestmann y Dymond (2009, p. 36). Concepto original presentado por Navas-Sabater et al. (2002, p. 8) y modificado por Intelecon.

En un principio, siguiendo una lógica de maximización de beneficios, la atención del servicio se orienta para dar acceso a los hogares de mayores ingresos, capaces de pagar mayores tarifas, y que se encuentren ubicados en zonas próximas a las que se puede brindar cobertura con menor inversión en infraestructura. Para incorporar más viviendas, se necesita ofrecer tarifas más competitivas al alcance de los hogares de menores ingresos (asequibilidad), o, expandir el alcance de la red de distribución (disponibilidad). En otras palabras, para masificar el gas natural se requieren considerar los dos aspectos.

1.6.2 Factores preexistentes

1.6.2.1 Los bienes durables: instalaciones internas de gas natural y artefactos

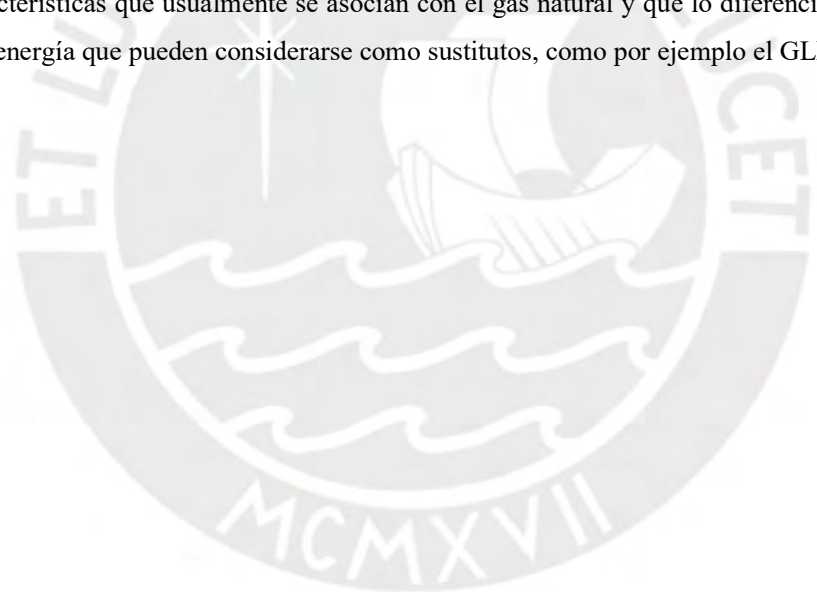
En el caso del segmento residencial, este es uno de los factores que puede influir también enormemente en la decisión que debe tomar el consumidor para conectarse al servicio. En el caso de las viviendas que no cuentan con redes internas de gas natural, el consumidor debe introducir en el análisis costo beneficio, el costo de construir las redes internas, así como de convertir los artefactos para consumir el nuevo combustible, o de adquirir unos nuevos, costo conocido en

inglés como switching cost²⁴.

Como los niveles de consumo en el caso de las viviendas en el Perú no son muy altos, en comparación con los niveles que se presentan en viviendas de otros países con climas más fríos, o de los consumos de clientes de otros segmentos, el ahorro obtenido por el menor precio del gas natural respecto del GLP que sustituye, deberá ser suficiente para cubrir el costo de las modificaciones para cambiar la fuente de energía, o de lo contrario, el consumidor no tendrá incentivos para realizar el cambio. Asimismo, es importante que el consumidor tenga acceso a créditos para financiar la conversión, en caso no cuente con los recursos para pagar al contado.

1.6.2.2 La cultura del gas natural

Otro de los aspectos que tiene importancia en la decisión de conectarse al servicio pasa por el “valor intangible” que el consumidor le otorga al contar con gas natural para satisfacer sus necesidades, en términos de mayor confiabilidad y formalidad de la concesionaria, suministro continuo, seguridad del producto, modernidad, consumo amigable con el medioambiente, entre otros. Características que usualmente se asocian con el gas natural y que lo diferencian de otras fuentes de energía que pueden considerarse como sustitutos, como por ejemplo el GLP.



²⁴ Aproximadamente entre 350 a 450 US\$, incluido el IGV. Incluye asimismo la conversión de una cocina de GLP a gas natural, de ser necesario.

CAPÍTULO II

LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL Y SUS AVANCES

En el presente capítulo se presenta el estado del avance de la masificación del gas natural en el Perú. Debemos hacer notar, como se ha indicado al inicio de esta tesis, que el alcance del presente trabajo de investigación está orientado a estudiar la masificación del gas natural en el segmento residencial. En ese sentido, si bien la expresión “masificación” puede ser usada en algunas ocasiones aludiendo también a los consumidores del segmento vehicular, o a consumidores de otros segmentos en general, el alcance de la presente investigación no comprende a estos segmentos, es decir, comprende sólo al residencial.

2.1 Política energética nacional y masificación del gas natural

En el capítulo anterior vimos la importancia que la energía representa para el desarrollo de cualquier sociedad, tanto en el corto, como también en el mediano y largo plazo, y por ende la necesidad que los estados se involucren en la planificación e implementación de políticas energéticas. El caso de nuestro país no es la excepción, en ese sentido, tomando como referencia los lineamientos del Plan Estratégico de Desarrollo Nacional: El Perú hacia el 2021²⁵, mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.

Nuestra política energética nacional, aprobada en el año 2010, consta de nueve objetivos de política que persiguen el desarrollo de un sistema energético que satisfaga la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, promoviendo de esta manera el desarrollo sostenible de nuestro país. Si bien la política no hace mención específica al término “masificación”, en los objetivos tres y siete se encuentran los elementos que guardan mayor vinculación con la masificación del gas natural en el segmento residencial:

Objetivo 3: Acceso universal al suministro energético.

- Alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos.
- Subsidiar de manera temporal y focalizada el costo de la energía en los segmentos poblacionales de bajos ingresos.

²⁵ Plan elaborado por el Centro Nacional de Planeamiento Estratégico (CEPLAN) entre los años 2009 a 2011.

- Priorizar la construcción de sistemas de transporte que garanticen la seguridad y confiabilidad del sector eléctrico.

Objetivo 7: Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.

- Facilitar sistemas descentralizados en la distribución del gas natural en todos los sectores de consumo del País.
- Propender al establecimiento de una tarifa única de gas natural por sector de consumo.
- Ampliar y consolidar el uso del gas natural y el GLP en la población del Perú.
- Promover el desarrollo de una red de poliductos y el fortalecimiento de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos acorde con el desarrollo del País.

Posteriormente, en abril de 2012, se promulgó la Ley que creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético²⁶, en cuyo numeral 5.1 se indica que uno de los destinos finales del fondo, creado precisamente a través de dicha Ley, era la masificación del uso del gas natural. Del mismo modo, la Ley dispuso que el Ministerio de Energía y Minas aprobaría un Plan de Acceso Universal a la Energía, en el que se definirían “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”.

En mayo de 2013, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Ley N° 29852, el Ministerio de Energía y Minas aprobó mediante la Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM, el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022. El Plan indicó que el desarrollo de la infraestructura se podría realizar a través de Asociaciones Público Privadas (APP) “a las que se podrá garantizar ingresos que permitan recuperar los costos que no pueden ser gestionados por el inversionista, de tal forma que cubra el ingreso mensual establecido en su contrato ...”. Asimismo, se abrió la posibilidad para disponer mecanismos específicos que promoviesen la masificación del gas natural en el sector residencial:

- Subsidios al consumo, con el fin de permitir en lo posible un ahorro de 20 %, del costo promedio local vigente del GLP doméstico;

²⁶ Ley N° 29852 (2012).

- Subsidios a la conexión (derecho de conexión, la acometida e instalación interna, etc.);
- Garantizar la construcción de infraestructura para el suministro de gas natural a redes de distribución, a través de gasoductos virtuales.

En cuanto a las poblaciones objetivo, el Plan de Acceso Universal a la Energía indicó que serían preferentemente las poblaciones de bajos recursos ubicadas en el área de influencia de los sistemas de transporte de gas natural, gasoductos físicos o virtuales (GNC o GNL), que se encontrasen en operación o se prevé entrarían en operación hasta el 2022. En ese sentido, en el Plan se señalaron tres proyectos orientados a la masificación del gas natural en el segmento residencial:

1. Distribución de Gas Natural por red de ductos, abastecidos por GNC, en las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno (Segunda Etapa).
2. Distribución de Gas Natural por red de ductos, abastecidos por GNC o LNG, en las ciudades de Arequipa, Camaná, Moquegua, Ilo y Tacna (Segunda Etapa).
3. Distribución de Gas Natural por red de ductos, abastecidos por GNC, en ciudades del norte del país (Segunda Etapa).

El desarrollo de la industria del gas natural y la promoción del uso de esta fuente de energía para diversificar la matriz energética nacional data de inicios del siglo, sin embargo el término “masificación” como tal, recién aparece en el marco normativo legal a partir del año 2012, con la promulgación de la Ley N° 29852, que creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, orientado indudablemente hacia el segmento residencial.

Una de las primeras menciones al término “masificación”, la encontramos en la segunda cláusula de la Adenda al Contrato BOOT de Distribución de la concesión de Lima y Callao, aprobada el 28 de abril del 2010²⁷, donde se señala que dicho acuerdo tiene como objeto, entre otros: “2.3 Incorporar, producto de las nuevas inversiones en Capacidad, los nuevos compromisos asumidos por la Sociedad Concesionaria de atender a clientes efectivos, con el objeto de lograr una efectiva masificación del servicio de distribución de gas natural [...]”

²⁷ Mediante Resolución Suprema N° 037-2010-EM.

Asimismo, el libro “Regulación del Gas Natural en el Perú. Estado del Arte al 2008”, publicado por el OSINERGMIN - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2008), registra también como precedente el uso del término “masificación” aunque lo hace en un contexto más amplio, que considera el uso del gas natural por parte de todos los segmentos de consumidores en general, no solo el segmento residencial, como se emplea en el contexto del presente trabajo de investigación. Un antecedente similar podemos citar en el caso del Decreto Supremo N° 063-2005-EM, que utiliza el término “consumo masivo” para referirse a la promoción del uso del gas natural en todos los segmentos de consumidores en general.

2.2 Masificación del gas natural en Lima y Callao, la experiencia del primer contrato de concesión para la distribución de gas natural por red de ductos

En la Gráfica 4 se muestra la evolución del número de clientes residenciales conectados desde el año 2004²⁸, que se produjo la puesta en operación comercial de la concesión para la distribución de gas natural en el departamento de Lima y la provincia del Callao, según la información reportada por Cálidda²⁹, la empresa concesionaria.

Al final del año 2019, se cuenta con un acumulado total de 952,682 clientes a los cuales se les suministra gas natural, lo cual representa aproximadamente el 35% del mercado potencial de viviendas de la gran Lima Metropolitana y el Callao. Para dimensionar el mercado potencial se considera el número de viviendas que consumen GLP -según estadísticas en base a los resultados publicados por el INEI³⁰- y se podrían conectar al gas natural para sustituirlo, hay un 6% de viviendas que consumen energía eléctrica que no son consideradas parte de este mercado potencial.

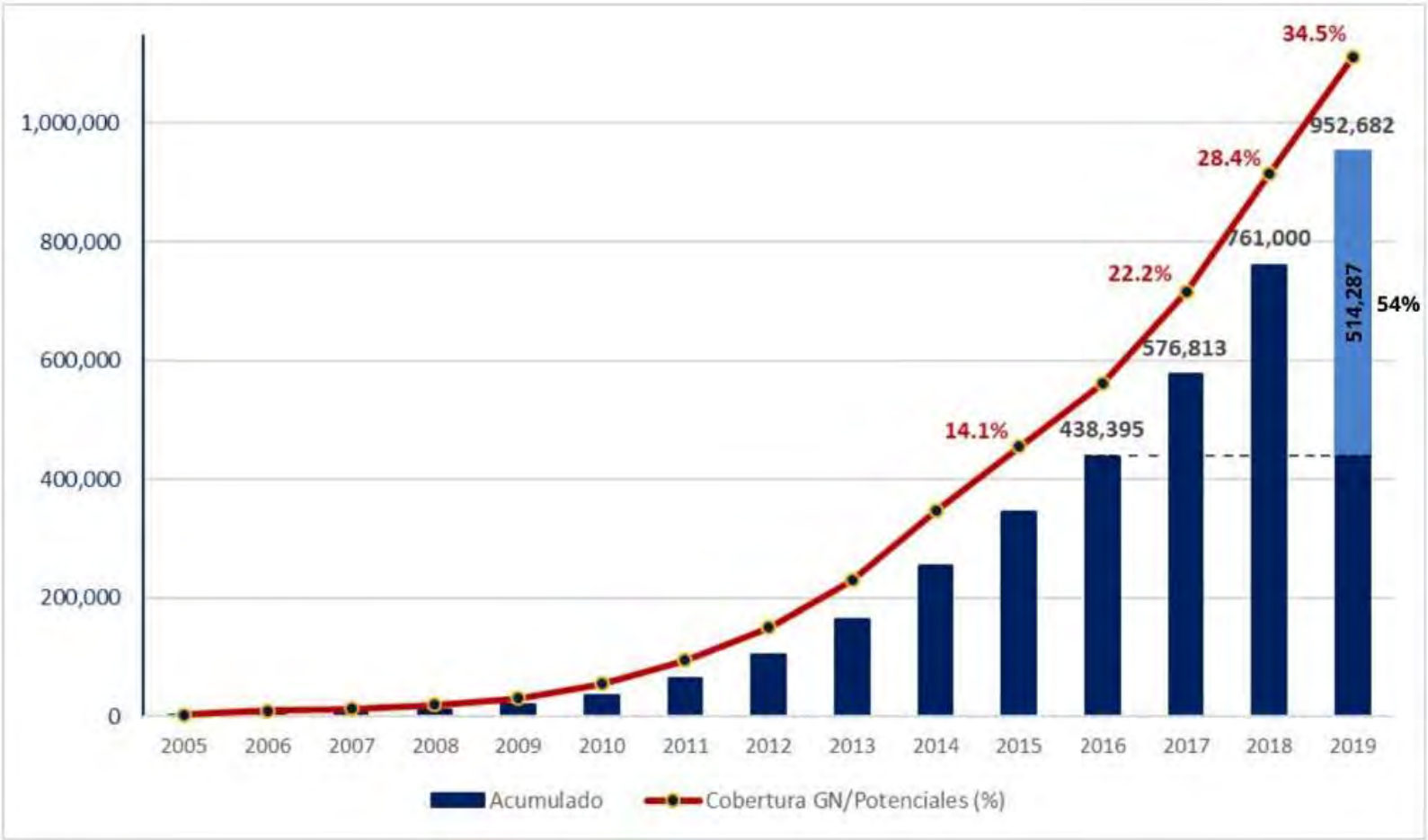
Es de resaltar que la velocidad de conexión de clientes residenciales se ha incrementado en los últimos años significativamente. En los tres últimos años, del 2017 al 2019, se logró conectar a un total de 515,000 viviendas, casi un 20% más de las 440,000 viviendas que se habían lograron conectar en los doce años anteriores, desde el inicio de la operación comercial.

²⁸ Si bien la puesta en operación comercial se llevó a cabo el año 2004, los primeros clientes que se conectaron fueron los “consumidores iniciales” cuyo perfil eran generadoras termoeléctricas y gran industria. La conexión del primer cliente residencial se produjo al año siguiente, en marzo de 2005.

²⁹ Memoria Anual de Cálidda (2020).

³⁰ Censos Nacionales 2017: XII de Población y VII de Vivienda, realizado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI (2018).

Gráfica 4. Evolución del número de clientes residenciales en Lima y Callao



Elaboración propia en base a información reportada por Cálidda (2020)

Se presenta a continuación un recuento de los principales hechos acontecidos a lo largo de estas dos décadas transcurridas desde la firma del contrato de concesión en el año 2000, resaltando en especial aquellos hitos que guardan mayor relevancia por el impacto que tuvieron sobre la velocidad de conexión de clientes residenciales.

En el año 2000 se otorgó la concesión de la distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao, para lo cual se suscribió el correspondiente contrato BOOT³¹ de Concesión. La concesión considera el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao por un período de 33 años, contados a partir de la Puesta en Operación Comercial (POC), la cual se alcanzó en el año 2004.

La concesión de la distribución por red de ductos se promocionó y adjudicó como parte todo un paquete que contemplaba de forma conjunta la explotación, el transporte y la distribución, para lo cual se diseñaron y otorgaron garantías al inversionista, así como la promoción de la demanda mediante condiciones preferentes para los consumidores iniciales.

Los pronósticos de demanda estimados originalmente fueron rápidamente superados en la realidad, lográndose alcanzar en el año 2009, tras sólo cinco años desde la POC, la demanda de 255 MMPCD, que inicialmente se había previsto alcanzar a partir del año 2016, duodécimo año desde la POC. Ante ello se hizo evidente la necesidad de tener que llevar a cabo obras que permitiesen ampliar la capacidad de la Red Principal con el fin de atender el crecimiento de la demanda, sin que por otro lado existiese el marco normativo adecuado para financiar las inversiones requeridas.

El año 2008 se publicaron los Decretos Supremos N° 014-2008-EM y N° 048-2008-EM, mediante los cuales se modificaron, respectivamente, diversos artículos del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, así como del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, a efectos de adecuar el marco legal para poder efectuar las inversiones que se necesitaban.

Se introdujo de esta manera en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos el concepto de Plan Quinquenal de inversiones (PQ) como parte de los instrumentos relacionados a la expansión de las redes de distribución. Se incorporó asimismo como parte del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, el régimen de la Tarifa Única de Distribución (TUD), que permitió integrar la retribución de las inversiones para la Red Principal de Distribución con las inversiones requeridas para la expansión de las Otras Redes de Distribución, dando paso a un mecanismo para financiar las inversiones de un único sistema integrado de redes,

³¹ Acrónimo de las siglas en inglés de Build, Own, Operate and Transfer.

denominado Sistema de Distribución.

En el año 2010 se modificó el Contrato de Concesión de Cálidda, adecuando de esta manera el marco legal a fin de permitir la aplicación de los nuevos conceptos que se habían introducido a lo largo del año 2008 y 2009, tanto del Plan Quinquenal de inversiones (PQ), así como la Tarifa Única de Distribución (TUD).

Lo anterior introdujo, durante el período de vigencia de las Tarifas para la Distribución de Gas Natural en Lima y Callao 2010-2014, la posibilidad de otorgar un bono para incentivar la conexión de nuevos clientes residenciales ubicados en zonas económicamente deprimidas, para lo cual el concesionario debía proponer a OSINERGMIN, un Plan de Conexiones residenciales a beneficiarse con el subsidio proveniente de los gastos de la promoción, de manera que se masificase el uso del gas natural entre los sectores residenciales.

De esta manera, se consolidaron las bases para generar los incentivos económicos necesarios para que los consumidores residenciales, mediante descuentos vía subsidios, accediesen al gas natural. Para ello, los recursos para el subsidio son considerados en la tarifa de distribución como parte de los costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, debido a una controversia suscitada entre el concesionario y el regulador -ante el mandato emitido por este último para que el concesionario realizase licitaciones para la adjudicación de instalaciones internas- a partir del año 2014 se suspendió -hasta mediados de 2016- la aplicación de la promoción para la conexión.

En el año 2016, con el fin de agilizar la masificación del uso del Gas Natural, se modificó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red Ductos a través de los Decretos Supremos N° 010-2016-EM y N° 012-2016-EM, estableciéndose que el mecanismo de promoción de la conexión de nuevos clientes podía ser aplicado también a los beneficiarios residenciales del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).

El año 2017, al año siguiente a la implementación del FISE para la conexión de nuevos clientes residenciales a las redes de distribución de gas natural, se alcanzó la cantidad de 138,416 nuevos clientes conectados a lo largo del año, lo cual representó una cifra récord hasta ese momento y un incremento de 48.5% respecto de la cantidad de nuevos clientes conectados en el año 2016.

En el año 2018, el número de conexiones volvió a incrementarse aún más hasta llegar a casi 185,000 nuevas viviendas conectadas al servicio de distribución de gas natural. Pese a ello, OSINERGMIN aplicó multas al CONCESIONARIO que ascienden a un monto total de 40.4 MMUS\$ por supuestos incumplimientos de los Planes Anuales establecidos en el Plan Quinquenal de Inversiones 2014-2018, de acuerdo con el detalle mostrado en la Tabla 5.

Tabla 5. Penalizaciones por incumplimientos de planes anuales

Concepto	Penalidad	
	Unidades Impositivas Tributarias (UIT)	Monto MMUS\$
Incumplimiento Plan Anual 2014	2,896	3.56 ³²
Incumplimiento Plan Anual 2015	10,000	12.28 ³³
Incumplimiento Plan Anual 2016	10,000	12.28 ³³
Incumplimiento Plan Anual 2017	10,000	12.28 ³³
TOTAL	32,896	40.40

Fuente: Memoria Anual de Cálida (2020, pp. 25-26)

Elaboración propia

En el año 2018, la controversia entre el concesionario y el regulador por la forma cómo se había venido aplicando la supervisión del cumplimiento del Plan Quinquenal se extendió al ámbito del proceso de fijación tarifaria para el período 2018-2022. En ese contexto, las tarifas para el nuevo período tarifario fueron aprobadas considerando un retroceso con respecto a la cantidad de nuevos consumidores residenciales por conectar en los siguientes años, que disminuyó en casi 25% ya que se consideraban conectar solo 279,163 en total para los cuatro años del período tarifario, en comparación con los 371,389 que se habían considerado en el período tarifario anterior.

La situación se logró superar con la aprobación por parte del MEM del Decreto Supremo N° 037-2018-EM. Gracias a ello, en el año 2019 se sobrepasó la cantidad de 190,000 nuevos clientes residenciales, un nuevo récord para la cantidad de clientes que se conectan al servicio en un solo año.

2.3 Masificación del gas natural a nivel nacional

En la Figura 21 se observan todas las concesiones existentes a nivel nacional para el suministro de gas natural por red de ductos que han sido otorgadas por el estado peruano y -a mayo de 2020- cuentan con clientes residenciales conectados. Además de la concesión de Lima y Callao que ha sido tratada anteriormente, se cuenta también con la concesión de la región Ica, a cargo de la empresa Contugas, cuya entrada en operación comercial se produjo en el año 2012 y que, al cierre del año 2019, contaba con 61,249 consumidores categoría A-residenciales.

³² Multa ha sido declarada nula en primera instancia judicial.

³³ Multa ha sido judicializada por el concesionario. Se encuentra en primera instancia judicial, todavía sin sentencia.

Figura 21. Concesiones de distribución de gas natural por red de ductos otorgadas en el Perú, con puesta en operación comercial a mayo de 2020



Fuente: Informe del sector gas natural en Perú, cifras 2017. Elaborado por Quavii y Promigas (2018, p. 10)

Se observan también las concesiones Norte (Ancash, La Libertad, Lambayeque y Cajamarca) y Suroeste (Arequipa, Moquegua y Tacna), que vienen siendo operadas, respectivamente, por las empresas Quavii (Gases del Caribe) y Naturgy³⁴ (Gas Natural Fenosa, anteriormente). Ambas

³⁴ Mediante comunicado emitido los primeros días de setiembre de 2020, Naturgy ha anunciado su decisión de resolver el contrato de concesión. Según sostiene la empresa, la decisión adoptada se motiva en la falta de coherencia en la Política de masificación de gas natural promovida por el Estado Peruano, lo que ha conllevado a la inviabilidad de la concesión debido a problemas estructurales entre los que destacan: i) la

concesiones iniciaron operación comercial en diciembre del año 2017 y, al mes de mayo de 2020, cuentan con 93,844 y 12,815 clientes residenciales, respectivamente.

A diferencia de lo que ocurre con las concesiones operadas por Cálidda y Contugas, los sistemas de distribución de estas dos concesiones no se conectan directamente al sistema de transporte operado por TGP, en ambos casos los sistemas de distribución se alimentan a partir del suministro y transporte de GNL desde la Planta de Licuefacción perteneciente a la empresa PERU LNG³⁵ ubicada en Cañete, hasta las plantas de regasificación ubicadas en las ciudades dentro de las zonas concesionadas (Olazábal, 2019).

Adicionalmente a las cuatro concesiones tratadas anteriormente, en el año 2019 se han entregado también en concesión la distribución de gas natural en los departamentos de Tumbes y Piura, a las empresas Clean Energy del Perú y Gases del Norte del Perú, respectivamente, las cuales, a mayo del 2020, aún no han iniciado operación comercial.

Finalmente, PROINVERSIÓN se encuentra en proceso de selección de un concesionario para la distribución de gas natural en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cuzco, Puno y Ucayali, proyecto conocido como “siete regiones”, cuya buena pro se estima adjudicar en el transcurso del presente año 2020³⁶.

falta de competitividad de las tarifas; ii) la inadecuada regulación de la comercialización de GNC y GNL; y, iii) la ausencia de infraestructura de transporte de gas natural en la zona sur del país.

³⁵ Empresa constituida en el 2003, conformada por cuatro empresas líderes en la industria energética mundial: Hunt Oil (Estados Unidos), SK Innovation (Corea del Sur), Shell (Holanda) y Marubeni (Japón).

³⁶ Con fecha 25 de setiembre de 2020, PROINVERSIÓN emitió la Circular N° 32 a través de la cual se modificó el Cronograma del Concurso correspondiente a este proyecto, postergando la adjudicación de la Buena Pro hasta marzo de 2021.

Figura 22. Área de influencia del Proyecto Masificación del Uso de Gas Natural - Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali (Proyecto siete regiones)



Fuente: ProInversión (s/f)

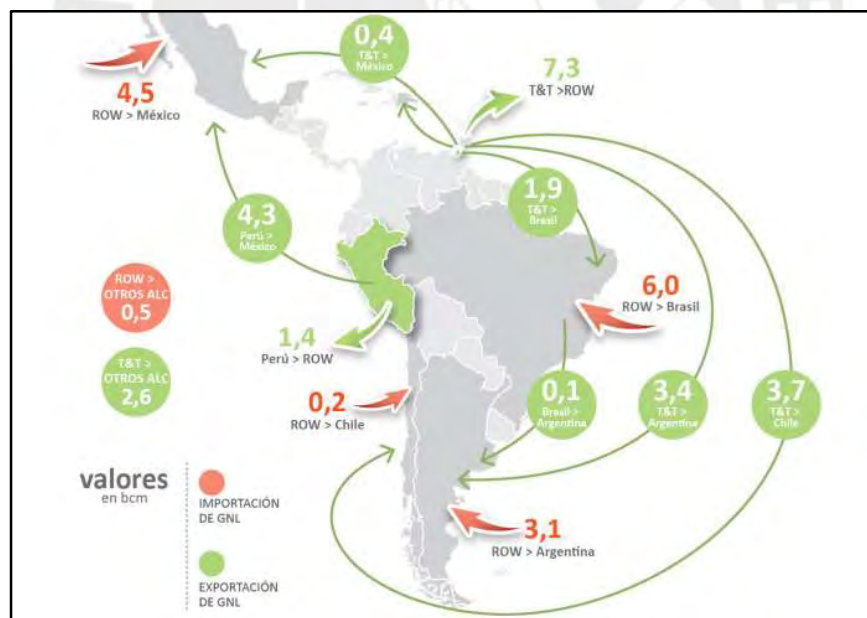
2.4 Gas natural para el segmento residencial en otros países de la región³⁷

Al igual que en el Perú, en otros países de Latinoamérica también se utiliza el gas natural como fuente de energía. Al tratarse de una demanda derivada, el consumo de gas natural en cada país depende en gran medida de las fuentes primarias de energía disponibles en general, así como del desarrollo de la infraestructura para la explotación de dichos recursos.

Casi todos los países en sudamérica han incorporado el consumo de gas natural dentro de su matriz energética, en mayor o menor grado. Por otro lado, el consumo es casi inexistente en el caso de los países de centroamérica y el caribe, con excepción de Trinidad y Tobago, Puerto Rico y República Dominicana.

Brasil y Argentina poseen gran capacidad de producción de gas natural, pero resulta insuficiente para cubrir su enorme demanda interna, por lo que terminan siendo importadores de gas natural para cubrir el déficit. Algo similar ocurre con México, como se aprecia en la Figura 23. Por otro lado, existen países como Trinidad y Tobago, y Bolivia, que producen más gas natural del que consumen, destinando el diferencial a la exportación.

Figura 23. Producción y consumo de gas natural en los países de la región



Fuente: ARPEL (2016)

³⁷ Este apartado ha sido elaborado tomando como base el documento “Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina: aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles”, preparado para la CEPAL por Di Sbroiavacca et al. (2019). Se recomienda consultar la fuente original en caso se requiera profundizar la información.

En el caso de Bolivia, al no tener salida al mar, la exportación sólo puede darse a través de gasoductos hacia los países vecinos, Brasil y Argentina, por el momento. Trinidad y Tobago, en cambio, es uno de los dos países en la región que cuenta con una planta de licuefacción del gas natural, desde donde se exporta el gas natural excedente en forma de GNL, por vía marítima. El segundo país es el nuestro, que exporta GNL desde la planta de Pampa Melchorita.

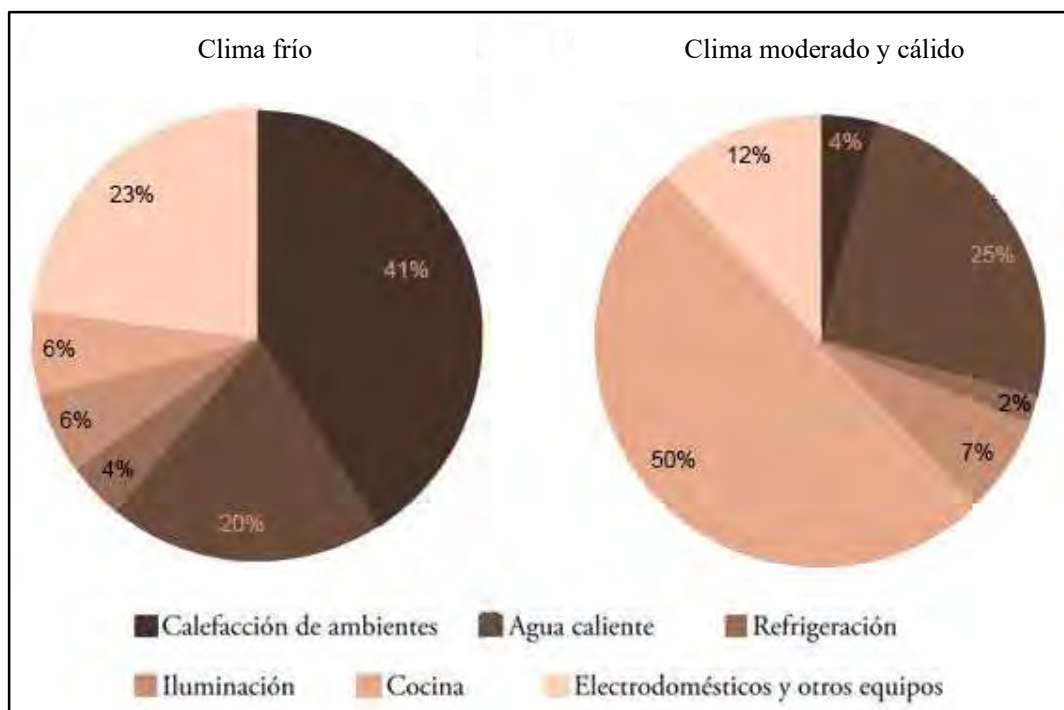
En cuanto al desarrollo del uso del gas natural en el segmento residencial, los países de sudamérica que cuentan con la mayor cantidad de viviendas conectadas son Brasil -con más de 11 millones de viviendas conectadas- seguido por Colombia y Argentina. Este último presenta un clima más frío, lo cual se traduce en un requerimiento adicional de energía para la calefacción de ambientes en las viviendas. Por esta razón, las viviendas ubicadas en zonas de climas fríos consumen en total una mayor cantidad de energía, en comparación con aquellas que se ubican en zonas con climas más cálidos.

Como se observa en la Gráfica 5, en el caso de las viviendas ubicadas en zonas frías, el mayor porcentaje de la energía que requieren es destinado para la calefacción de ambientes, 41% del total, porcentaje que supera ampliamente el 26% que representa la energía para cocinar y calentar agua. Por otro lado, en el caso de las viviendas ubicadas en climas más cálidos, esta relación es a la inversa, ya que la energía que se necesita para cocinar y calentar agua representa el 75% del total de energía que se consume.

Las diferencias entre los niveles de consumo que presentan las viviendas dependiendo del clima en el cual se ubiquen, tiene impacto a su vez en el análisis de la competitividad del gas natural frente a otros combustibles, ya que se obtienen mayores ahorros por los consumos que se presentan en el caso de las viviendas ubicadas en climas más fríos.

El clima frío de países como la Argentina supone una ventaja para desarrollar el segmento residencial, contando en la actualidad con aproximadamente 8 millones y medio de viviendas usando el servicio. Por un lado, la población con mayor capacidad de pago tiene fuertes incentivos para usar este combustible, mientras que, por otro lado, en aquellos sectores de la población con menores o insuficientes ingresos, existe una mayor justificación por parte del estado para otorgar subsidios a la conexión de las viviendas.

Gráfica 5. Consumo de energía distribuido por tipo de uso final en las viviendas



Fuente: International Energy Agency (2014, p.45)

Ello explicaría por qué la Argentina fue uno de los primeros países de la región en el que se empezó a utilizar el gas natural, encontrándose antecedentes que datan incluso de la primera mitad del siglo XIX, y cuenta con una larga tradición de uso en el segmento residencial, desde mediados del siglo XX, que se construyeron los gasoductos de transporte, conectando la demanda con la oferta proveniente de los yacimientos ubicados en el Sur del país.

En el caso de Colombia, las características climáticas en líneas generales pueden considerarse más afines a nuestro país, es decir, se trata de un clima más cálido que el de la Argentina, y en ese sentido, los consumos que en promedio presentan las viviendas son menores. Sin embargo, gracias a las políticas de promoción aplicadas desde la década de los 90's, se han podido conseguir logros trascendentales en cuanto a la masificación del gas natural, en relativamente corto tiempo.

En la actualidad, Colombia cuenta con 10 millones de viviendas usuarias de gas natural al mes de junio de 2020, con lo cual se estima que 7 de cada 10 colombianos acceden al gas natural³⁸. De esta manera, este país presenta la mejor relación entre el número de habitantes que acceden al gas natural y el número total de habitantes.

³⁸ Suárez (2020).

2.5 Conclusiones preliminares del capítulo

En los últimos años se presentan avances significativos en la velocidad con la que se vienen incorporando nuevos clientes del segmento residencial, al servicio de distribución de gas natural por red de ductos. Sin embargo, la percepción por parte de los interesados en general es que la masificación está llevando más tiempo del que se hubiese esperado. Por otro lado, no se han difundido por parte de la autoridad, referencias que determinen claramente el nivel de masificación que se ha de considerar como aceptable en el largo plazo. En ese sentido, cualquier evaluación para medir el éxito o fracaso de la masificación del gas natural, puede resultar subjetiva.

Son escasas las referencias a metas concretas a alcanzar en determinado horizonte de tiempo de largo plazo, en cuanto a la cantidad de clientes a conectar, o el ratio de penetración. Al respecto podemos hacer referencia a la estimación indicada por el Consorcio et al. (2012, p. 22) sobre la captación del 19% de los hogares con gas [natural] al año 2040. Generalmente, la autoridad va fijando las metas de clientes residenciales progresivamente, mediante la aplicación de los planes de conexión de clientes, proyectados cada cuatro años con ocasión del proceso de fijación tarifaria, y ajustados anualmente.

En cuanto a la comparación con otras experiencias internacionales, hemos mencionado las experiencias para la masificación del uso del gas natural en las viviendas en otros países, Colombia y Argentina. Uno de ellos con un clima parecido al nuestro, mientras que el otro presenta un clima más frío, lo cual se traduce en distintos niveles promedio de consumo. En ambos países los resultados obtenidos resultaron muy favorables por lo que el clima en definitiva no debe ser un obstáculo insalvable.

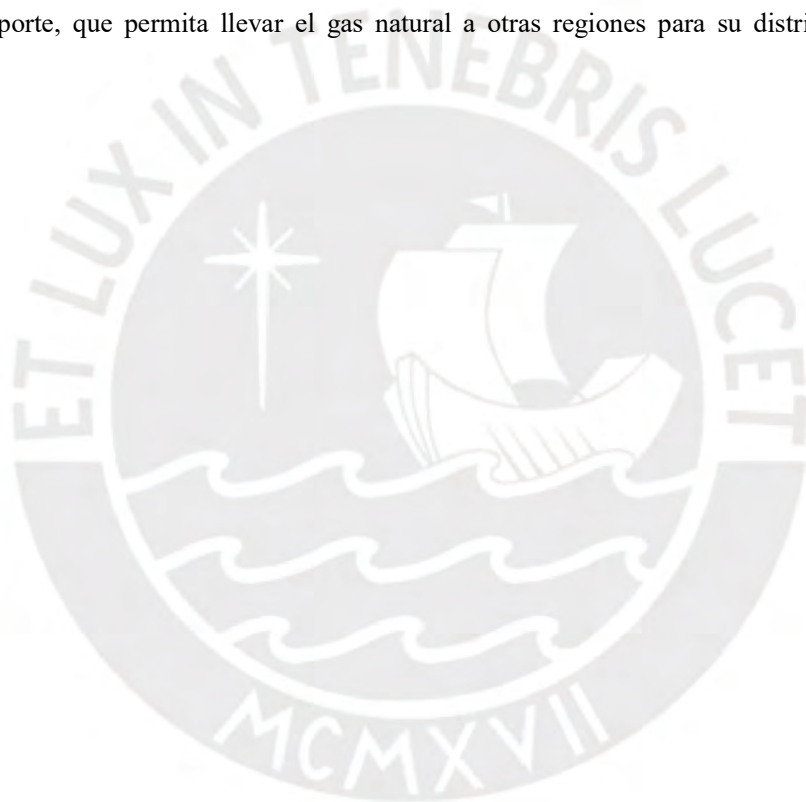
Colombia presenta una situación similar a la nuestra en tanto la mayor parte de sus viviendas no cuentan con sistemas de calefacción, en general. Por otro lado, su industria se encuentra localizada de forma mucho más descentralizada que en nuestro país. A pesar de ello, la expansión de la red de transporte que sentó las bases para la masificación se produjo en gran medida gracias a los subsidios del estado colombiano, financiando las inversiones a través de la empresa estatal ECOGAS.

En efecto, como parte de las políticas que se implementaron para la masificación del gas natural, a partir del año 1997 se constituye ECOGAS, con el fin de realizar la actividad de transporte de forma independiente del resto de la cadena. Una vez concluidas las grandes inversiones que hicieron posible la expansión de la red de transporte, ECOGAS fue privatizada en el año 2007, surgiendo así la empresa TGI (Vera, 2008).

El éxito de la masificación en otros países como Colombia y Argentina vino de la mano con la implementación de políticas de promoción por parte de la autoridad, las cuales muchas veces han

otorgado subsidios que permitieron promover el acceso. Asimismo, una lección aprendida es que se requiere “mantener un equilibrio entre la necesidad de subsidios que permitan el acceso a los más necesitados y el mantener un nivel y duración adecuada de los subsidios a fin de que conforme mejore la situación socioeconómica de la población se les de la señal de costos adecuada para mantener un buen uso de los recursos y evitar crisis o posteriores problemas de desabastecimiento” (Vásquez et al., 2012, p. 33).

Sin embargo, se recomienda tener mucho cuidado con las comparaciones. Nuestro país presenta un nivel de centralización pocas veces visto en otras latitudes. Lima concentra aproximadamente dos terceras partes del PBI, lo cual significa que las otras regiones del interior tendrán menos industria para consumir gas natural, que pudiera ser el ancla en la cual se pueda sostener el desarrollo de la red de transporte, que permita llevar el gas natural a otras regiones para su distribución a las viviendas.



CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LOS MECANISMOS PARA PROMOVER LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

Existen diversos mecanismos para incentivar la conexión de nuevos clientes residenciales. Algunos se han implementado en nuestro país y aún continúan empleándose, mientras que otros fueron desestimados a lo largo del tiempo. La Gráfica 6 muestra las acciones relacionadas con la implementación de los mecanismos de promoción, adoptadas cronológicamente, así como la variación de la velocidad con la que cada año accedieron nuevos clientes residenciales al servicio de gas natural. De esta manera, gráficamente se puede observar el impacto que las medidas adoptadas han tenido promoviendo la masificación.

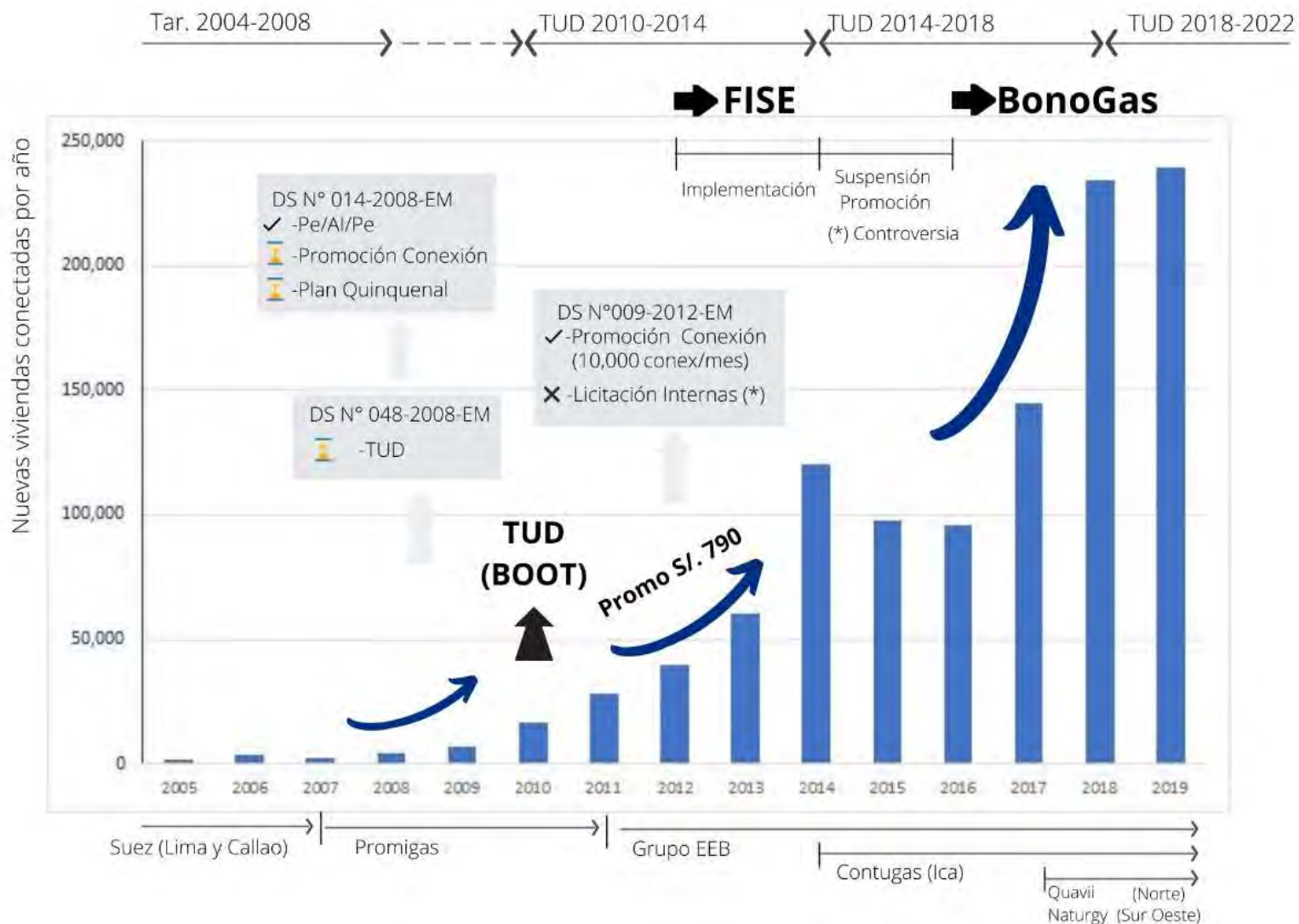
Muchos de los mecanismos de promoción para la masificación fueron concebidos, e inicialmente implementados, teniendo en mente, principalmente, la concesión de Lima y Callao, al ser esta la primera concesión de distribución que entró en operación comercial en el país, y la que cuenta con la mayor cantidad de viviendas dentro de su área de concesión.

La evaluación de los mecanismos, realizada en el presente trabajo de investigación, constituye un estudio de caso en base a lo acontecido para la concesión de Lima y Callao, para la cual se cuenta con gran cantidad de información. Asimismo, se analizan también las experiencias obtenidas en otras regiones del interior, en las que posteriormente han entrado también en operación concesiones de distribución de gas natural, nos referimos a las concesiones de Ica, Norte y Suroeste.

Si bien el análisis toma como referencia primordial el caso de la concesión de Lima y Callao, la evaluación se desarrolla teniendo en mente un contexto dentro del cual se buscan extraer aprendizajes que puedan extrapolarse a nivel nacional.

Los mecanismos de promoción son evaluados desde el punto de vista de su efectividad para alcanzar el objetivo, es decir, ¿cuál ha sido -o viene siendo- su aporte para la masificación en el segmento residencial? Otro criterio para su evaluación sería el impacto que representa cada mecanismo en la política fiscal, aunque, como veremos más adelante, ninguno de los mecanismos de promoción para la masificación del gas natural consume recursos provenientes de los fondos del presupuesto público.

Gráfica 6. Cronología de aplicación de los mecanismos para promover la masificación y velocidad de la conexión de viviendas en el Perú



Elaboración propia en base a información reportada por las empresas concesionarias: Cálidda, Contugas, Naturgy y Quavii

En caso de los mecanismos que suponen la aplicación de subsidios, la evaluación considera también el grado de cumplimiento de las condiciones expuestas por Foster (2004), presentadas previamente en el numeral 1.4.2., es decir, si el subsidio i) responde a una necesidad real; ii) tiene un buen nivel de focalización; iii) tiene bajos costos de administración; y, iv) no genera incentivos perversos.

En cuanto al nivel de focalización, la Tabla 6 muestra las condiciones que se evalúan para acceder a los subsidios, como medida del grado de focalización para la identificación de los beneficiarios. Asimismo, se observa que un mayor grado de focalización conlleva un mayor esfuerzo para el control y administración de los fondos.

Tabla 6. Focalización de subsidios para promover la masificación

Subsidio	Condición para acceder al subsidio		
	¿Ubicado en concesión de Lima y Callao?	¿Pertenece a la Categoría A?	¿Está en Prog. Anual de Promoción del MEM ³⁹ ?
Garantía por Red Principal ⁴⁰	X		
Tarifa Única de Distribución ⁴⁰	X	X	
Promoción para conexión	X	X	X
BonoGas residencial	X	X	X

Elaboración propia

Para masificar el gas natural se requiere tener en cuenta dos aspectos. Por un lado, se debe contar con “disponibilidad” del servicio, se necesita expandir el alcance de la red de polietileno a fin que la mayor cantidad de viviendas cuenten con red en frente (cobertura). Por otro lado, se requiere que exista “asequibilidad”, es decir, que se ofrezcan tarifas competitivas para que los consumidores prefieran el gas natural en lugar de otros combustibles sustitutos (GLP en balones para el caso que nos ocupa, de consumidores residenciales).

Cada uno de los mecanismos de promoción para la masificación actúa sobre la “disponibilidad” de la red de polietileno (cobertura), o sobre la “asequibilidad” del servicio, o sobre ambos, como se puede apreciar en la Tabla 7, que muestra también los resultados de la evaluación que a lo largo del capítulo se desarrolla en profundidad para cada uno de los mecanismos de promoción para masificar el uso de gas natural.

Ambas condiciones -disponibilidad y asequibilidad- deben cumplirse simultáneamente para que se pueda conectar una vivienda, no basta sólo una de ellas. Una vez que el servicio se encuentre disponible para los clientes potenciales en determinada zona, las viviendas que opten por usar el gas natural deben suscribir un contrato de adhesión con el concesionario, a través del cual aceptan los términos bajo los cuales se les brindará el servicio de distribución de gas natural.

³⁹ Hogares de poblaciones de menores recursos (estratos medio, medio bajo y bajo).

⁴⁰ El año 2010 se extinguió la GRP, como parte del replanteo que instauró la TUD.

Tabla 7. Evaluación de los mecanismos para promover la masificación

Mecanismo para promover la masificación		Disponibilidad (cobertura)	Asequibilidad	Impacto	Focalización ⁴¹	Trabajo ⁴¹ administrativo
Eficiencias	Pe-Al-Pe	No	Si	√√√	No aplicable	No aplicable
	Financiamiento	No	Si	√√	No aplicable	No aplicable
	Construcción de viviendas con instalaciones internas	No	Si	√	No aplicable	No aplicable
	Limitar excesos de gobiernos locales	Si	Si	√	No aplicable	No aplicable
	Selección del operador	Si	Si	√√√	No aplicable	No aplicable
Mecanismos promocionales y compromisos contractuales	Precios promocionales de gas natural en boca de pozo	No	Si	√√	No aplicable	No aplicable
	Metas de número de viviendas conectadas	Si	Si	√√	No aplicable	No aplicable
	Metas de número de viviendas conectables (potenciales, o con red en frente)	Si	No	√	No aplicable	No aplicable
	Planes quinquenales	Si	No	√	No aplicable	No aplicable
Subsidios cruzados	Promoción para la conexión	No	Si	√√√	√√√	√
	TUD	Si	Si	√√√	√√	√√
Subsidios intersectoriales	FISE	No	Si	√√√	√√√	√
	GRP	Si	Si	√	√	√√√

Elaboración propia

Leyenda para medición de nivel de impacto, focalización y/o trabajo administrativo: Menor grado (√) (√√) (√√√) Mayor grado

⁴¹ Evaluable sólo para mecanismos que conllevan aplicación de subsidios.

Asimismo, para poder recibir el servicio deben acondicionar sus viviendas a fin de contar con instalaciones internas de gas natural y artefactos que estén debidamente preparados para funcionar con dicho hidrocarburo. Las instalaciones internas no forman parte de la red de distribución, sino que son parte de la infraestructura propia de cada vivienda, en ese sentido el futuro cliente es responsable de su construcción, no estando obligado a contratar para ello al concesionario de distribución.

A diferencia de los pagos que los consumidores de gas natural deben realizar por recibir el servicio de distribución, la construcción de instalaciones internas es una actividad que no se encuentra sujeta a regulación de precios, sin embargo, por razones de seguridad, existe un marco que regula la entrada de la oferta, a fin de asegurarse que los instaladores acrediten previamente, contar con los conocimientos especializados para diseñar, construir, reparar, modificar, revisar y/o mantener adecuadamente una instalación interna.

La construcción de instalaciones internas debe ser realizada sólo por aquellas personas naturales o jurídicas que se encuentren debidamente inscritas en el Registro de Instaladores que administra el OSINERGMIN⁴². Una vez firmado el contrato para recibir el servicio de distribución, y finalizada la construcción de la instalación interna, el cliente solicita la habilitación del servicio a la concesionaria, la cual procede siempre que verifique que se hayan cumplido con todos los procedimientos y medidas de seguridad correspondientes, incluyendo la verificación que la instalación haya sido realizada por un instalador debidamente registrado.

Los aspectos que inciden directamente sobre el precio final a pagar por el consumidor que decide optar por el gas natural, son: i) el precio del gas natural en boca de pozo; ii) la tarifa a pagar por el transporte; iii) la tarifa a pagar por la distribución; y, iv) el costo de conexión a la red.

La Tabla 8 nos muestra que algunos de los componentes del precio final se aplicarán de forma permanente a lo largo de todo el tiempo que el cliente se mantenga consumiendo gas natural, a través del recibo que la concesionaria emite mensualmente facturando el gas natural consumido, mientras que el costo de la conexión se pagará por única vez, al momento de conectarse a la red de distribución.

⁴² El Registro de Instaladores de puede consultar en el portal del OSINERGMIN
< http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/iframe/informacion_instaladores_iframe_casa.html?68#>.

Tabla 8. Componentes del precio final a pagar por el consumo de gas natural

Componente		Frecuencia de pago	Régimen para su fijación
Gas natural en boca de pozo		Mensual (por consumo)	Precio se establece en los contratos de explotación
Tarifa de transporte		Mensual (por consumo)	Sujeto a regulación
Tarifa de distribución		Mensual (por consumo)	Sujeto a regulación
Costo de conexión	Derecho de Conexión	Única vez (al conectarse a la red de distribución)	Cargo sujeto a regulación
	Acometida		Cargo sujeto a regulación
	Costo de conversión (instalación interna, artefactos, permisos, etc.)		Libre

Elaboración propia

Asimismo, el costo de la conexión C_{CONEX} comprende el cargo por el Derecho de Conexión C_{DC} , el cargo por la Acometida C_{AC} , y el costo de la conversión⁴³ C_{CONV} .

$$C_{CONEX} = C_{DC} + C_{AC} + C_{CONV}$$

En gran parte de los casos, los clientes se acogen al financiamiento que suele ofrecer la concesionaria para cubrir el pago del costo de conexión. En este caso, el recibo mensual incluirá también el pago de una alícuota P_{CONEX} durante el plazo que dure el financiamiento “ n ” (meses), según lo pactado, calculada también en función de la tasa de interés mensual “ i ”.

$$P_{CONEX} = C_{CONEX} \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

De esta manera, el precio final a pagar cada mes por el consumidor P_{FINAL} , resultará ser:

$$P_{FINAL} = P_{GN} + T_{TRANS} + T_{DIST} + P_{CONEX} \dots\dots\dots(\alpha)$$

⁴³ El costo de la conversión considera el costo de todas las adecuaciones que debe realizar el consumidor y varía de acuerdo a cada caso pero en general, incluye el costo de la construcción de la instalación interna, así como la adquisición de un nuevo artefacto a gas natural, o la conversión de los artefactos existentes para que puedan usar gas natural en lugar de GLP, de ser necesario. También puede incluir el costo de obtener permisos u otras autorizaciones.

Donde:

P_{GN} es el monto a pagar por el consumo del gas natural consumido en el mes, considerando su precio en boca de pozo;

T_{TRANS} es el monto a pagar considerando la tarifa por el transporte;

T_{DIST} es el monto a pagar por la tarifa por la distribución; y,

P_{CONEX} es la alícuota mensual por el financiamiento del costo de conexión a la red.

Reemplazando, obtenemos

$$P_{FINAL} = P_{GN} + T_{TRANS} + T_{DIST} + [C_{DC} + C_{AC} + C_{CONV}] \times \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

El precio final obtenido es el que compararán los clientes potenciales, a efectos de evaluar si el consumo de gas natural resulta más económico que el combustible sustituto, que para el caso del segmento residencial resulta ser el precio del GLP en balones, es decir, verificarán si se cumple la siguiente condición:

$$P_{FINAL} = P_{GN} + T_{TRANS} + T_{DIST} + [C_{DC} + C_{AC} + C_{CONV}] \times \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \leq P_{GLP} \dots\dots\dots(\beta)$$

De verificarse esta condición, el optar por consumir gas natural como fuente de energía representará un ahorro mensual para el consumidor residencial, cuyo monto será:

$$AHORRO = P_{GLP} - P_{FINAL} \geq 0$$

Luego, reemplazando, tenemos que el ahorro que se obtendrá se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación, a la que llamaremos ecuación “gamma” (γ):

$$AHORRO = P_{GLP} - \left\{ P_{GN} + T_{TRANS} + T_{DIST} + [C_{DC} + C_{AC} + C_{CONV}] \times \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \right\} \dots (\gamma)$$

Los mecanismos para la promoción de la masificación del uso de gas natural que inciden sobre la asequibilidad del servicio actúan sobre alguna de las variables que componen el precio final que pagan los consumidores del segmento residencial, a fin de incrementar el ahorro, es decir, haciéndolo más competitivo frente al GLP. Por otro lado, una disminución en el precio del GLP, o del combustible sustituto en general, reduce la competitividad del gas natural y, por lo tanto, menos viviendas se conectarán a este servicio.

Así, por ejemplo, como veremos más adelante, el uso de tuberías de Pe-Al-Pe (ítem 3.1.1) reduce el precio de la instalación interna y de esta manera, disminuye el costo de la conversión C_{CONV} . Del mismo modo, podemos evitar que el costo de la conversión aumente, si se impide que los gobiernos locales requieran injustificadamente el pago de nuevos cargos para autorizar la conexión de viviendas en sus jurisdicciones (ítem 3.1.4). Por otro lado, los precios promocionales de gas natural en boca de pozo (ítem 3.2.1), reducen el monto a pagar por el consumo del gas natural consumido en el mes, considerando su precio en boca de pozo P_{GN} .

Los mecanismos citados anteriormente a manera de ejemplo inciden sobre el precio final a pagar por el consumidor que opta por usar gas natural, y de esta manera actúan directamente sobre la asequibilidad del servicio. Por otro lado, existen factores que no inciden sobre el precio, pero, aun así, podemos decir que actúan sobre la asequibilidad, indirectamente, ya que también pueden favorecer la toma de decisión por parte de los consumidores potenciales, incentivando a que, efectivamente, se conviertan en consumidores de gas natural.

Dentro de este último grupo de factores, de naturaleza intangible, podemos mencionar la difusión de información sobre las ventajas del gas natural frente a sus sustitutos: combustible más limpio, mayor seguridad, mayor confiabilidad para la continuidad y mejores condiciones relacionadas con la calidad del servicio, mayor comodidad para el pago, así como también, los descuentos, promociones y/o facilidades de crédito para la compra de gasodomésticos, etc.

Estos factores “intangibles” tienen gran peso también en la evaluación que hacen los potenciales consumidores cuando comparan el gas natural con el GLP, y en ese sentido, su implementación debe ser considerada también como parte de las medidas para promover la masificación del gas natural. En el presente documento, los factores intangibles se presentan con ocasión del tratamiento del tema selección del operador (ítem 3.1.5), ya que se encuentran muy relacionados con el desempeño del concesionario, el cual no requiere de permisos o autorizaciones por parte del concedente, ni del regulador, a fin de implementarlos.

3.1 Eficiencias

3.1.1 Uso de tuberías de Pe-Al-Pe⁴⁴

Su uso como material para la construcción de redes internas domiciliarias se introdujo a partir del año 2008, vía la modificación del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, a

⁴⁴ Polietileno, Aluminio y Polietileno.

través del artículo 14° del Decreto Supremo N° 014-2008-EM⁴⁵.

La adopción de esta medida redujo significativamente el costo de la construcción de las redes internas de gas natural, al permitir el uso de un material con un costo menor al cobre o acero inoxidable, que eran los únicos materiales permitidos hasta el año 2008, cuyos precios se habían incrementado ostensiblemente a nivel internacional, y por ende también en el mercado local, ya que las tuberías de cobre y acero inoxidable son bienes que se comercializan como commodities.

El uso del Pe-Al-Pe redujo significativamente también el costo de la mano de obra, esto último gracias a la mayor facilidad para trabajar con las tuberías de este material, lo que reduce significativamente los tiempos necesarios para la labor de construcción, así como también la reducción del costo de hora-hombre al prescindir de personal técnico experimentado, como se requiere en el caso de la tubería de cobre o de acero inoxidable, que sí requiere personal altamente calificado y con experiencia para realizar adecuadamente las soldaduras.

Los ahorros así obtenidos, tanto por el menor costo del material en sí mismo y el uso de mano de obra menos costosa, así como por el menor tiempo que toma el proceso constructivo, a consecuencia del aumento en la eficiencia de la instalación, implicaron una reducción significativa en el costo total de la instalación interna, lo que en marzo del año 2008 se tradujo en una reducción de aproximadamente 20% sobre el precio de lista a pagar por los clientes residenciales de la concesión de Lima y Callo⁴⁶.

Adicionalmente a los ahorros obtenidos por los menores costos de material y mano de obra, la adopción del Pe-Al-Pe como material para la construcción de las redes internas incrementó el nivel de confiabilidad de las instalaciones, al minimizar una de las principales fuentes de riesgo de fugas, como era la ejecución de las soldaduras requeridas para la construcción con tuberías metálicas de

⁴⁵ Artículo 14°.- Modificación del artículo 71° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 71° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 71°.- La Acometida e Instalaciones Internas se rigen por los siguientes principios:

[...]

d) Seguridad de la Acometida e Instalación Interna

[...]

Asimismo, se podrá utilizar tuberías multicapa (Pe-Al-Pe y Pex-Al-Pex) construidas y probadas de acuerdo a la Norma Internacional ISO 17484-1, o la que la reemplace. La instalación de las tuberías multicapa (Pe-Al-Pe y Pex-Al-Pex) se realizará de acuerdo a lo establecido en la respectiva Norma Técnica Peruana vigente.

[...]”

⁴⁶ Para mayor detalle se puede consultar la Memoria Anual de Gestión 2008 (Cálidda, 2009, p. 32).

cobre o acero inoxidable. El Pe-Al-Pe no requiere de uniones soldadas, ya que se trabaja a través de uniones mecánicas y herramientas de doblado, que aprovechan la flexibilidad de la tubería.

El traslado de estas ventajas tuvo gran peso -y lo sigue manteniendo- a la hora que los consumidores afrontan la decisión de conectarse o no al servicio de gas natural, lo que se refleja en el incremento de la velocidad con la que se conectan las viviendas al servicio, como se aprecia en la Gráfica 6 para el período comprendido entre los años 2008 al 2010, en el que todavía no se manifiestan los efectos de otros mecanismos, implementados posteriormente. Considerando el promedio de los años 2009 y 2010, la velocidad de conexión fue superior a las 10,000 viviendas por año, cuadruplicando el promedio de 2,500 viviendas conectadas al año, que se tenía antes de la introducción del Pe-Al-Pe.

Las eficiencias obtenidas con la introducción del Pe-Al-Pe como material para la construcción de instalaciones internas sirvieron de base para el proceso de masificación que tuvo lugar posteriormente, hasta ahora inclusive. Por otro lado, la forma cómo se implementó este mecanismo no fue la más apropiada, según explicamos a continuación.

Los materiales que se pueden utilizar para la construcción de instalaciones internas se indican en la Norma Técnica Peruana NTP 111.011⁴⁷, que norma la construcción de las instalaciones internas, según lo dispone el Reglamento de Distribución, así como también el Reglamento Nacional de Edificaciones.

Mantener un adecuado ordenamiento normativo hubiese pasado por modificar la reglamentación técnica existente para la normalización de las instalaciones internas -la NTP 111.011- a fin de incorporar en esta última, la posibilidad de usar Pe-Al-Pe como material para la construcción. En lugar de ello, se optó por modificar el artículo 71° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, incorporando la posibilidad de usar Pe-Al-Pe, y agregando asimismo un procedimiento de instalación de tuberías, como Anexo 2 de dicho Reglamento⁴⁸.

El Reglamento para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos norma todo lo referente a la

⁴⁷ **NTP 111.011** Gas Natural Seco: Sistema de tuberías para instalaciones internas residenciales y comerciales.

⁴⁸ Artículo 28°.- Incorporación de una Cuarta Disposición Transitoria al Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Incorporar una Cuarta Disposición Transitoria al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM de acuerdo al siguiente texto:

“Cuarta.- En tanto no se cuente con la Norma Técnica Peruana para la instalación de tuberías compuestas de Pe-Al-Pe y/o Pex-Al-Pex en Instalaciones Internas residenciales y comerciales de Gas Natural, se tomará en cuenta el procedimiento establecido en el Anexo 2 del presente Decreto Supremo.

[...]”

prestación del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo, entre otros aspectos, las normas de seguridad para la construcción de las redes (externas) de distribución. La regulación específica de aspectos concernientes a la construcción de las instalaciones internas, a través del procedimiento que se incorporó como Anexo 2, no debió ser considerada dentro del alcance del Reglamento de Distribución, ya que las instalaciones internas no forman parte de las redes externas de distribución, como se indica en varias partes del propio Reglamento.

A pesar del desorden normativo que se generó para permitir el uso del Pe-AI-Pe en su momento, se prefirió al parecer utilizar la vía señalada debido a la premura por tomar medidas que revirtiesen la ínfima cantidad de viviendas que se venían conectando al servicio, en razón del alto precio de las instalaciones internas. La vía de modificar la NTP 111.011:2006, si bien normativamente era más adecuada, presentaba el riesgo de retrasos inherentes a la realización de cualquier gestión ante un tercer órgano, en este caso un Comité Técnico de Normalización bajo la tutela del INDECOPI⁴⁹, que manejaba su propia agenda. El 2014, seis años después, se aprobó la NTP 111.011:2014, quedando así regularizado el uso del Pe-AI-Pe con la actualización de la norma técnica.

3.1.2 Financiamiento de los costos de acceso

Resulta evidente que el contar con la posibilidad de financiar los costos de conectarse al servicio, en los casos claro está que haya un costo que cubrir, es un factor importante que influye en la decisión que afronta un consumidor potencial -aquel que cuenta con la red de distribución en frente a su predio- de continuar consumiendo GLP, o convertirse en un consumidor de gas natural.

Recordando la ecuación (γ) presentada anteriormente para calcular el ahorro mensual a obtener por las viviendas que migran del GLP al gas natural, vemos que las condiciones de financiamiento pactadas inciden en el ahorro. Una menor tasa de interés mensual “ i ”, o una mayor cantidad “ n ” de meses, se traducirá en un mayor ahorro mensual.

$$AHORRO = P_{GLP} - \left\{ P_{GN} + T_{TRANS} + T_{DIST} + [C_{DC} + C_{AC} + C_{CONV}] \times \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \right\} \dots (\gamma)$$

Por otro lado, una vez transcurridos los “ n ” meses del período de financiamiento pactado, el precio final a pagar por el consumidor deja de considerar la alícuota mensual por el financiamiento del costo de conexión a la red. A partir de ese momento, el nivel de ahorro obtenido mensualmente se incrementa a un nuevo valor calculado como:

⁴⁹ Al año 2008, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) era el ente competente para aprobar y/o actualizar las Normas Técnicas Peruanas, en tanto organismo responsable de normalización en el Perú.

$$AHORRO' = P_{GLP} - [P_{GN} + T_{TRANS} + T_{DIST}] > AHORRO \dots\dots\dots(\delta)$$

El ahorro obtenido de esta manera puede llegar a representar hasta un 60% o más del monto a pagar por el consumo de GLP, según podemos observar en la Gráfica 9. Sin embargo, para poder llegar a esta situación, previamente se deben haber cancelado los costos de conexión.

De no contar con financiamiento, situación equivalente a reemplazar $n = 0$ en la ecuación (γ), el cliente -adicionalmente al pago por el consumo, transporte y distribución del gas natural- deberá pagar un monto de aproximadamente US\$ 500⁵⁰, por única vez, obtenido de la sumatoria de:

$$C_{CONEX} = C_{DC} + C_{AC} + C_{CONV}$$

Donde:

C_{DC} es el cargo por Derecho de Conexión⁵¹;

C_{AC} es el cargo por Acometida⁵²; y,

C_{CONV} es el costo de la conversión⁵³.

El efecto de las variables relacionadas con el financiamiento, la tasa de interés y el período de financiamiento, tendrán mayor o menor importancia cuanto mayor o menor sea el costo de la conexión a financiar C_{CONEX} , compuesto a su vez por el cargo por el derecho de conexión, el cargo por la acometida y los costos de la conversión.

En los casos extremos que se otorgan subsidios que cubren la totalidad de estos costos, desaparece el efecto de las variables para el financiamiento, pues no hay monto qué financiar. Es el caso de la mayor parte de consumidores que se conectan a la red de distribución, a partir de la aparición del BonoGas residencial a partir del año 2016. Por esta razón, este mecanismo ha perdido relevancia en

⁵⁰ Estimado actualizado a mayo de 2020, considerando un tipo de cambio de S/. 3.5, incluye IGV. Monto puede incrementarse hasta en US\$ 300 en función a las facilidades y especificaciones para la construcción de la Acometida de las Instalaciones Internas que requiere la vivienda.

⁵¹ US\$ 52 + IGV, considerando un cargo de 94 US\$/(m³/d) y un consumo promedio mensual de 0.55 m³/d para consumidores residenciales. Cargo por derecho de conexión regulado por el OSINERGMIN mediante Resolución N° 055-2018-OS/CD.

⁵² US\$ 116 + IGV, considerando instalación en muro existente con un medidor G1.6 de hasta 2.5 Sm³/h. Cargo por acometida regulado por el OSINERGMIN mediante Resolución N° 055-2018-OS/CD.

⁵³ Asumiendo un costo de conversión de S/. 902 + IGV en base al monto máximo a subsidiar por el FISE de acuerdo al Informe N° 0182-2018-GRT elaborado por la Gerencia de Regulación de Tarifas del OSINERGMIN. Costo para instalación interna a la vista para un solo punto de consumo destinado a la cocina. Tubería de Pe-Al-Pe.

El costo de la conversión en general considera el costo de todas las adecuaciones que debe realizar el consumidor y varía de acuerdo a cada caso, incluye el costo de la construcción de la instalación interna, así como la adquisición de un nuevo artefacto a gas natural, o la conversión de los artefactos existentes para que puedan usar gas natural en lugar de GLP, de ser necesario. También puede incluir el costo de obtener permisos u otras autorizaciones.

la actualidad.

Antes de la aplicación de los subsidios, el pago del costo de conexión constituía una barrera importante para la conexión masiva de las viviendas ya que, a pesar que era una inversión que se recuperaría con los ahorros obtenidos en los meses subsiguientes, no todos los clientes potenciales podían acceder a fuentes de financiamiento. De esta manera, el concesionario ofrecía financiar directamente los costos de conexión, teniendo la seguridad que los nuevos usuarios contarían con la capacidad de pago del crédito, con los ahorros provenientes del menor gasto que efectuarían una vez que se convertían del GLP al gas natural.

El mercado de instaladores internos no está sujeto a regulación de precios, así como tampoco lo está el financiamiento de instalaciones internas, por lo que el concesionario es libre de ofrecer ambos servicios siempre que cumpla con la normatividad vigente, así como respete las pautas para competir en un contexto de libre mercado.

Si bien el financiamiento es un mecanismo que suele ser parte de la oferta del concesionario, hay que prestar permanente atención pues se presentan incentivos para que el concesionario pueda usarlo como una ventaja indebida para impedir la entrada de otros instaladores internos. El concesionario podría condicionar la recaudación de las cuotas del crédito mediante los recibos mensuales, sólo para aquellos casos que el consumidor contrate la construcción de la instalación interna a través de una contratista de la concesionaria.

El grado de contribución que representa este mecanismo para la masificación es difícil de cuantificar toda vez que la posibilidad de financiar los costos para la conexión de viviendas ha venido siendo ofrecido por el(los) concesionario(s) desde que se conectaron los primeros consumidores residenciales. Sin embargo, resulta evidente que una gran cantidad de viviendas no hubiesen tomado la decisión de convertirse en consumidores de gas natural, de no haber podido acceder a fuentes de crédito para financiar los costos de la conexión.

3.1.3 Considerar las redes internas de gas natural durante la etapa de construcción de las viviendas

Uno de los obstáculos más significativos que frenan la velocidad de conexión de usuarios domiciliarios a los sistemas de distribución es que se requiere contar con redes internas para conducir el gas natural que se toma desde un punto de entrega en las redes de distribución ubicadas en el exterior del predio, hasta los aparatos de consumo ubicados en el interior de la vivienda.

A diferencia de sus sustitutos, en particular del GLP que puede usarse conectando el aparato de consumo -generalmente una cocina- a través de una manguera flexible a un “balón” (tanque) portátil de GLP, en el caso del gas natural se requiere contar con redes internas conformadas por arreglos

de tuberías que, previamente, deben ser adosadas o empotradas a los muros de la edificación.

El requisito de contar con instalaciones internas no es ajeno al que presentan otros servicios públicos como lo son el suministro de electricidad o de agua potable, en los cuales las viviendas deben contar también con instalaciones internas para conducir el recurso hacia los puntos de consumo, pero a diferencia de la electricidad o el agua potable, la construcción de tales redes en el caso del gas natural rara vez se considera durante las etapas de planificación, diseño y construcción de la vivienda.

En efecto, en el caso de las instalaciones para el consumo de electricidad o de agua potable, la normatividad para la construcción de viviendas obliga a contar con ellas como parte de los requisitos que las empresas constructoras deben cumplir para poder obtener la Licencia de Edificación, mientras que en el caso de las redes internas de gas natural no es una obligación⁵⁴.

El usuario que se plantea adquirir el servicio público de gas natural se enfrenta también a la inversión inicial que representan los costos de acondicionamiento para la construcción de las redes internas de gas natural, así como las molestias que pueden representar las obras de construcción en la vivienda que se encuentra habitando, “si las casas tuvieran instaladas las tuberías internas de gas natural, cómo se hace con otros servicios públicos como la electricidad, el agua y en algunos casos la telefonía fija, mejoraría la competitividad del gas natural” (OSINERGMIN, 2012, p. 28).

Un antecedente al respecto fue la promulgación del Decreto Supremo N° 029-2013-EM, en cuyo artículo séptimo⁵⁵ se incorporó en el Reglamento Nacional de Edificaciones, una disposición

⁵⁴ Reglamento de Licencias de Habilitación Urbana y Licencias de Edificación, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 024-2008-VIVIENDA.

⁵⁵ Artículo 7°.- Incorporación de la Única Disposición Complementaria al Decreto Supremo N° 011-2006-VIVIENDA

Incorpórese la Única Disposición Complementaria al Decreto Supremo N° 011-2006-VIVIENDA que “Aprueba 66 Normas Técnicas del Reglamento Nacional de Edificaciones - RNE”, de acuerdo al siguiente texto:

“Única Disposición Complementaria

Las constructoras deberán implementar instalaciones internas que permitan el suministro domiciliario de Gas Natural en todas aquellas nuevas edificaciones multifamiliares para fines de vivienda que se encuentren ubicadas en distritos donde exista o pueda existir infraestructura que permita brindar el Servicio de Distribución de Gas Natural.

Para tal efecto, las empresas concesionarias de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos deberán informar a los Gobiernos Locales, las zonas donde existe o puede existir infraestructura que permita brindar el Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en cada distrito, de conformidad con los planes de expansión vigentes; con la finalidad que los Gobiernos Locales puedan informar a su vez a las constructoras de la existencia o posibilidad de existencia de Redes de Distribución de Gas Natural en el distrito al momento de tramitar las licencias de edificación correspondientes.

complementaria que establece como obligación, la implementación de instalaciones internas durante la etapa de construcción de las viviendas, siempre que se encuentren ubicadas en zonas en las cuales las empresas concesionarias de distribución de gas natural cuenten -o tengan previsto contar en el corto plazo- con infraestructura para poder brindar el servicio de distribución.

La medida implementada ha tenido un gran impacto para la masificación del gas natural. Sin embargo, queda pendiente reforzar el marco legal mediante la inclusión de dicha obligación en el Reglamento de Licencias de Habilitación Urbana y Licencias de Edificación, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 024-2008-VIVIENDA.

3.1.4 Limitación de las competencias de los gobiernos locales y regionales relacionadas al cobro de tasas para conectarse a la red de distribución de gas natural.

Gobiernos locales de distritos ubicados en la ciudad de Lima dispusieron el cobro de tasas de acceso al servicio para los clientes, derivados de tramitar una autorización municipal para conectar sus predios al sistema de distribución de gas natural, desalentando de esa manera su intención de optar por esta fuente de energía, en especial entre los usuarios residenciales.

Para que una vivienda -y en general cualquier tipo de consumidor- accediese al suministro de gas natural, la normativa que introdujeron las municipalidades disponía la obtención de una autorización por el concepto de “conexión domiciliaria”, sin cuyo requisito no se permitía la ejecución de las obras para la conexión del predio.

Mediante la Ley N° 29706 - Ley de Facilitación de Conexiones Domiciliarias del Servicio Público de Distribución de Gas Natural, publicada el 10 de junio de 2011, se eliminó el cobro del permiso municipal a favor de los usuarios residenciales⁵⁶. Los gobiernos locales y los gobiernos regionales quedaron así impedidos de exigir el pago ni tramitación de permisos a los usuarios residenciales para efectuar las conexiones de sus predios a la red de distribución de gas natural.

3.1.5 Selección del Operador

La empresa operadora de la concesión es un actor con gran peso para alcanzar -o no- los objetivos que se persiguen con el otorgamiento de la concesión. Por este motivo, en la etapa previa a la adjudicación se establecen requisitos mínimos para los postores interesados en participar, cuyo cumplimiento demostrará su idoneidad para asumir las responsabilidades en caso resulten

La información a que se refiere el párrafo anterior deberá ser actualizada por las empresas concesionarias de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos cada año.”

⁵⁶ Dicho trámite era sumamente complicado y exigía a los vecinos un pago por la obtención de una autorización municipal, la cual fluctuaba dependiendo del distrito, entre S/. 35.50 y S/. 527 nuevos soles, aproximadamente US\$ 13 y US\$ 190, considerando el cambio promedio en dicho período (S/. 2.8 por US\$).

favorecidos con la buena pro.

Los requisitos suelen evaluar tanto la capacidad financiera -respaldo patrimonial u otros antecedentes que demuestren su capacidad de asumir y cumplir importantes compromisos económicos- como también la capacidad técnica de los interesados. En cuanto a la exigencia de demostrar capacidad técnica, esta se justifica por la importancia que el operador conozca y pueda implementar prácticas operativas seguras para los trabajos que debe realizar, considerando que estos se llevarán a cabo en zonas públicas, frontis de viviendas, y, en general, zonas dónde puede existir presencia de terceros.

Entre los criterios para evaluar la capacidad técnica se pueden considerar la experiencia previa en construcciones semejantes, kilómetros de gasoductos o de redes construidos, por ejemplo, o en operación de negocios de similar naturaleza, es decir, operando sistemas de distribución de gas natural con determinado número mínimo de clientes.

Los requisitos para ir filtrando postores en base a estos criterios se incorporan desde las Bases de los concursos y se transfieren a los contratos de concesión, los cuales hacen mención de la obligación de contar con un operador calificado, que será el responsable por las operaciones técnicas, empezando por nombrar al Gerente Técnico de Operaciones.

Por otro lado, si el diseño de la concesión propone como objetivo la masificación del uso del gas natural, la idoneidad del operador debiera considerar, además de los aspectos concernientes a la seguridad, su experiencia para conectar nuevos clientes residenciales en un mercado que recién se desarrollará.

Se requieren habilidades adicionales por lo que el perfil idóneo del operador demanda poner énfasis en el profundo dominio de destrezas comerciales y de marketing. En especial por el hecho que la distribución de gas natural, a pesar de ser un monopolio, se desarrolla en un contexto donde compite con otros combustibles. El perfil del operador debe considerar la capacidad de “vender” las ventajas del gas natural frente a sus sustitutos.

El operador requiere de habilidades que le permitan conocer la competencia y desarrollar estrategias para persuadir a los consumidores de optar por el gas natural, procurando ofrecer, claro está también, el producto a un precio asequible y competitivo. La oferta del servicio, se debe acompañar además de otros valores intangibles (campañas informativas sobre la seguridad de las instalaciones, concientización sobre las ventajas para el medio ambiente, etc.) que logren vencer obstáculos culturales que se constituyen en barreras para la conexión de los clientes.

Las barreras culturales para adoptar el gas natural como fuente de energía no deben ser menospreciadas pues, como se observa en la Gráfica 7, constituyen uno de los principales motivos

por los cuales los clientes dicen no contratar el servicio de gas natural.

Gráfica 7. Barreras para contratar el servicio de gas natural



Fuente: Reporte anual de sostenibilidad Cálidda (2015, p. 98)

Debe ponerse especial cuidado en evaluar la idoneidad del operador para desarrollar una cultura de gas natural en los potenciales consumidores ubicados en el área de concesión. No es lo mismo tener experiencia operando sistemas de distribución ya consolidados, por muy grandes que estos sean, que afrontar el desarrollo de una concesión que requiere conectar nuevos clientes. Es alta la probabilidad que esta brecha de experiencia en el desarrollo de nuevos mercados influya en la velocidad de conexión de nuevas viviendas que se logre alcanzar.

Esto se pudo evidenciar con el cambio de operador calificado que se produjo en la concesión de Lima y Callao, en el año 2007, que la operación pasó de manos de la empresa Suez⁵⁷ (Tractebel), a la colombiana Promigas⁵⁸. Suez era -y aun lo sigue siendo- una empresa con mucha historia e importantes inversiones alrededor de todo el mundo. Fue el primer operador calificado de la concesión de Lima y Callao y como tal, principal responsable por la construcción y puesta en operación comercial de la red principal de distribución. Su experiencia en distribución de gas natural, al momento que se constituyó como el operador calificado de la concesión, se referenciaba a través de empresas subsidiarias en Europa y Argentina.

Promigas por su parte, es una empresa que desde su origen a finales de los 50's se mantuvo ligada a la distribución de gas natural, principalmente en las ciudades del caribe colombiano, al norte del país. Su llegada al Perú en el año 2007 fue con motivo de la compra de la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda), titular de la concesión. A ese momento, Promigas era ya un grupo empresarial fuertemente consolidado en Colombia, que empezaba a expandir sus inversiones a nivel

⁵⁷ Conocida en la actualidad como Engie.

⁵⁸ En sociedad con la empresa AEI Peru Holdings.

internacional.

A diferencia de Suez, Promigas contaba con el conocimiento y la capacidad para desarrollar el mercado de gas natural, especialmente entre los consumidores pertenecientes al segmento residencial, en base a la experiencia obtenida con ocasión de la masificación del gas natural emprendida en Colombia desde la década de los 90's.

El impacto del cambio de operador sobre la velocidad de conexión de viviendas se hizo notar rápidamente, como se puede apreciar en la Gráfica 6, que se muestra un fuerte crecimiento desde que ingresó Promigas en el año 2007. El cambio de operador actúa de forma directa e indirecta en la velocidad de conexión de las viviendas. Su experiencia permite mejorar la estrategia y acciones que están bajo su control directo (promociones, campañas de marketing, etc.) y, por otro lado, gracias a su mayor capacidad propositiva, promueve ante el concedente y el regulador, otras medidas que también pueden tener gran impacto en la masificación.

Así, por ejemplo, a partir de la entrada de Promigas cambió radicalmente la estrategia comercial que venía llevándose a cabo en la concesión de Lima y Callao, que de estar dirigida inicialmente hacia distritos dónde predominaban viviendas de los estratos de mayores ingresos (niveles alto o medio-alto), pasó a reorientarse hacia distritos donde predominaban preferentemente viviendas de estratos de menores ingresos (niveles medio, medio-bajo o bajo).

Promigas tenía claro que los consumidores residenciales de los sectores de menor capacidad adquisitiva, aunque presentaban menores ahorros en términos absolutos (cantidad de S/. ahorrados por mes), valorarían más los ahorros y, en ese sentido, los factores de penetración del servicio, es decir, el grado de aprovechamiento de las redes de polietileno, serían mayores que en los sectores de mayor capacidad adquisitiva, siempre que fuese posible ofrecer el servicio a un precio final asequible para las viviendas.

Suez era consciente también de la necesidad de reducir el precio de la instalación interna para ofrecer el servicio a un precio más asequible pero no tenía la experiencia con que contaba Promigas, que en Colombia ya venía utilizando el material de Pe-Al-Pe para construir las instalaciones internas. Al entrar Promigas, una de sus primeras acciones fue proponer el cambio normativo que permitió el uso de tuberías de Pe-Al-Pe, como se ha explicado en el ítem 3.1.1 del presente trabajo, con lo que pudo reducir el precio de las instalaciones internas para las viviendas y de esta manera, tener menores pagos por los costos de conexión.

De manera similar podemos mencionar el cambio en el sistema empleado para construir las redes

de polietileno, que con Suez venía siendo de espina de pescado⁵⁹, y con Promigas cambió por el sistema constructivo de anillado⁶⁰. Este cambio, que se presentará más adelante en el ítem 3.2.2.2, representó inicialmente una inversión mayor para cubrir las zonas donde se extendía la red de polietileno, pero, a la larga, al conectarse mayor cantidad de viviendas, se redujo la cantidad de metros de red de polietileno por vivienda, es decir, se aprovechó la inversión de forma más eficiente.

Como vemos, son muchas las situaciones en las que se evidencia el importante rol que juega la experiencia del operador para alcanzar la masificación. Por este motivo, consideramos que tiene un gran impacto en la promoción de la masificación, aunque puede ser que no sea una variable que incida directamente sobre la velocidad de conexión de viviendas. El alcance de este mecanismo permite incidir tanto sobre la disponibilidad (cobertura) como la asequibilidad del servicio, favoreciéndolas a través de otros mecanismos.

3.2 Mecanismos promocionales y compromisos contractuales

3.2.1 Precios promocionales de gas natural en boca de pozo

El marco regulatorio vigente para la distribución de gas natural por red de ductos diferencia entre i) consumidores independientes; y, ii) consumidores regulados, en función a si un cliente usualmente⁶¹ consume más -o menos- de 30,000 m³/día. En el caso de los consumidores independientes, pueden adquirir el gas natural directamente del productor, mientras que, en el caso de los consumidores regulados, dentro de los cuales se encuentran los consumidores del segmento residencial, estos deben adquirir el gas natural a través del distribuidor.

El estado -a través de PROINVERSIÓN y/o de PERUPETRO- y los productores, es decir, las empresas que suscriben contratos de licencia para la explotación, negocian condiciones bajo las cuales se extraerá el gas natural, pudiendo incluir tarifas para los consumidores regulados y otras condiciones con respecto al uso del gas natural a extraer. Se pueden considerar tarifas especiales para los consumidores regulados del segmento residencial.

Los usuarios residenciales del Proyecto siete regiones que serán abastecidos con el gas natural proveniente del yacimiento de Aguaytía recibirían la molécula del hidrocarburo a 2.61 US\$/MMBTU, a diferencia de los usuarios industriales, que recibirían el gas natural proveniente del

⁵⁹ El sistema espina de pescado consiste en pasar la red de distribución por un solo lado de una vía, desde la cual se derivan las tuberías de conexión para conectar a los predios de ambos lados.

⁶⁰ El sistema de anillos consiste en pasar la red de distribución por ambos lados de una vía. Las tuberías de conexión para conectar a los predios, se derivan de la red que se encuentra del mismo lado de la vía.

⁶¹ Por un período no menor a seis meses.

mismo yacimiento, a un precio de 5.70 US\$/MMBTU⁶², más del doble.

Según el modelo de contrato de concesión publicado por ProInversión, a suscribir una vez adjudicado el Proyecto, los usuarios estarían recibiendo precios diferenciados de gas natural en boca de pozo, dependiendo del yacimiento del cual provenga el hidrocarburo que adquieran.

Los precios en boca de pozo mencionados anteriormente corresponden al gas natural proveniente del yacimiento de Aguaytía, mientras que en el caso del gas natural proveniente del Lote 88 (Camisea), el precio a pagar en boca de pozo sería de 0.80 US\$/MMBTU para los consumidores residenciales, y de 1.00 US\$/MMBTU⁶³ para los demás consumidores, un 25% más.

Los precios en boca de pozo indicados anteriormente, a pagar por el gas natural proveniente de los yacimientos de Aguaytía y Camisea, no se pueden comparar directamente, debido a que se tratan de precios indexados, y el año base utilizado en el contrato de explotación de cada lote es distinto, previamente habría que hacer una corrección que permita homologar el año base. Sin embargo, en líneas generales, se puede decir que el precio del gas natural en boca de pozo proveniente de Camisea resulta menor, lo cual es coherente con el hecho que la explotación del Lote 88 se realiza con un operador que no tuvo que cargar con los costos incurridos durante la fase de exploración.

Por otro lado, independientemente de qué yacimiento provenga el gas natural, en ambos casos se privilegia a los consumidores del segmento residencial sobre los consumidores de los demás segmentos.

La formación del precio total a pagar finalmente por cada consumidor se compone, además del precio por el gas natural en boca de pozo, es decir, por la molécula del hidrocarburo, por la tarifa de transporte y la tarifa de distribución. En el caso del Proyecto siete regiones, las tarifas de transporte y de distribución estarían aplicándose también de forma diferenciada, dependiendo si el consumidor se ubica en la región Ucayali (dónde se encuentra el yacimiento de Aguaytía), o en las otras seis regiones de la sierra (más cercanas al yacimiento de Camisea), de manera que un mayor -o menor- precio a pagar por el gas natural en boca de pozo, se vería compensado por un menor -o mayor- precio a pagar por la tarifa de transporte y/o por la tarifa de distribución.

Los consumidores residenciales de la concesión de Ica pagan el mismo precio de gas natural en boca de pozo previsto para los consumidores del Proyecto siete regiones, que se abastecen del gas natural proveniente del Lote 88 (Camisea), es decir, pagan un precio de 0.80 US\$/MMBTU⁶⁴.

⁶² Información preliminar preparada por ProInversión en el marco del Proyecto siete regiones. Los precios que se indican -sujetos a indexación- corresponden a diciembre de 2017, y son sin considerar el IGV.

⁶³ Los precios que se indican -sujetos a indexación- corresponden a enero de 2007, y son sin considerar tributos.

⁶⁴ Precio sujeto a indexación, año base corresponde a enero de 2007, sin considerar tributos.

En el caso de los consumidores residenciales de la concesión de Lima y Callao, el precio en boca de pozo que pagan es de 1.80 US\$/MMBTU⁶⁵, salvo por los primeros 100,000 clientes residenciales que contrataron el servicio, que accedieron a un descuento promocional del 63%, hasta los primeros 1,500 m³ que consuman. En el caso excepcional de este último grupo de consumidores, la tarifa que les resulta aplicable es de 0.67 US\$/MMBTU, hasta que lleguen al límite fijado -1,500 m³- luego de lo cual pagarían el precio normal, de 1.80 US\$/MMBTU.

3.2.2 Metas de conexión de viviendas

Las metas de conexión se vienen empleando bajo dos modalidades, i) viviendas efectivamente conectadas; y, ii) viviendas potencialmente conectables. Bajo la primera modalidad, el concesionario se compromete contractualmente a conectar a determinado número de viviendas en determinado período de tiempo.

La segunda modalidad establece metas de disponibilidad (cobertura), es decir, el concesionario se compromete contractualmente a tender la red de distribución, en determinado período de tiempo, de manera que la red recorra en frente a determinado número de viviendas que, de esta manera, pasan a ser consideradas como consumidores potencialmente conectables.

La principal diferencia entre ambas modalidades es que, en el caso de las viviendas -o consumidores- efectivamente conectadas, se requiere que el consumidor tome la decisión de optar por usar el gas natural como fuente de energía, además de contar con la red de distribución en frente al predio, obviamente.

Bajo la modalidad de viviendas efectivamente conectadas, se traslada un riesgo mayor al concesionario. Además de brindar la cobertura necesaria a través de la red de distribución, en que consiste la modalidad de viviendas potencialmente conectables, el concesionario deberá ocuparse de persuadir a los potenciales consumidores para que opten por el gas natural como fuente de energía, en lugar de las otras alternativas que pudiesen existir.

Por esta razón, las metas -las cantidades mínimas- de los compromisos de viviendas a conectar efectivamente, se determinan antes del inicio de la concesión, generalmente durante el proceso de licitación, como un factor de competencia entre los postores. En ambos casos, ya sean viviendas efectivamente conectadas o potencialmente conectables, se fijan penalidades ante su incumplimiento, cuyos montos son indicados explícitamente en los contratos.

3.2.2.1 Viviendas efectivamente conectadas

El uso de este tipo de compromisos se planteó por primera vez en el año 2000, a través de la

⁶⁵ Precio sujeto a indexación, año base corresponde al año 2000, sin considerar tributos.

subscripción del contrato BOOT para la concesión de la distribución de gas natural de Lima y Callao⁶⁶, como corolario del proceso de promoción de todo el paquete que contemplaba de forma conjunta la explotación, el transporte y la distribución del gas natural que se extraería del yacimiento de Camisea.

Sin embargo, en el año 2002, con ocasión del convenio de cesión de la posición contractual para la concesión de la distribución, quedó modificado este compromiso en el contrato BOOT, cambiando la condición de consumidores conectados -“deberá prestar efectivamente el Servicio” según indicaba textualmente el contrato- a consumidores potencialmente conectables -“deberá estar en condiciones de prestar el Servicio”-, o consumidores potenciales.

La nueva redacción incorporó el término “factor de penetración”⁶⁷, pero el compromiso se indicó sobre las cantidades de consumidores potencialmente conectables, con lo cual, el factor de penetración no tendría ningún efecto en la determinación del compromiso asumido. Al mantenerse la cantidad de consumidores, variando solo su condición de efectivamente conectados por la de potencialmente conectables, el compromiso se traduciría en la práctica, en una menor inversión para el tendido de redes de distribución, toda vez que, para conectar efectivamente a un determinado número de consumidores, se requería tender redes de distribución en frente de un número mayor de consumidores potenciales.

Este cambio durante la cesión del contrato de concesión de la distribución al nuevo operador, denota claramente que en el caso de la concesión de Lima y Callao, el objetivo de conectar la mayor cantidad de consumidores, objetivo directamente asociado con la masificación, inicialmente estuvo tácitamente subordinado a la puesta en operación y consolidación de la industria del gas natural en general, lo cual pasaba principalmente por la atención a los grandes consumidores como lo son las generadoras termoeléctricas.

Posteriormente al fallido intento para aplicar compromisos de conexión en la concesión de Lima y

⁶⁶ El numeral 3.1.2 del Contrato BOOT de Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, indicaba inicialmente lo siguiente:

“3.1.2 En los plazos que se señalan a continuación, contados desde la Puesta en Operación Comercial, la Sociedad Concesionaria deberá prestar efectivamente el Servicio, por lo menos:

- (i) A los 2 años, a 10.000 Consumidores*
- (ii) A los 4 años, a 30.000 Consumidores*
- (iii) A los 6 años, a 70.000 Consumidores*

Para efectos de la prestación del Servicio al número de Consumidores exigidos en la presente cláusula, la Sociedad Concesionaria deberá construir las Obras del Plan de Crecimiento Comprometido. El incumplimiento a lo dispuesto en esta cláusula motiva la aplicación de la penalidad prevista en la Cláusula 16.3.2.”

⁶⁷ El cociente del número de consumidores efectivamente conectados entre el número de consumidores potencialmente conectables, es decir, con red en frente.

Callao bajo la modalidad de consumidores efectivamente conectados, en el año 2008 se firma el contrato BOOT de concesión para la distribución de gas natural por red de ductos en la región Ica. El numeral 2.2 del Anexo 2 PLAN MÍNIMO DE COBERTURA de dicho contrato, establece compromisos de nuevos consumidores efectivamente conectados para cada año, transcurridos a partir de la puesta en operación comercial, llegando a totalizar 50,000 consumidores al cabo del sexto año, distribuidos en las provincias de Pisco, Ica, Nazca, Marcona y Chincha.

Es de resaltar lo indicado en otra parte del mismo Anexo 2, mencionado en el párrafo anterior, en el sentido que las partes declararon conocer y aceptar, que el objetivo central del diseño de la Concesión y del Contrato, era “lograr una **penetración residencial** agresiva y ordenada” (negrita y subrayado nuestro). Esta declaración, contenida en el numeral 2.3 del Anexo 2, deja en claro la diferencia entre el objetivo que se priorizó al momento de otorgar la concesión en el caso de la región Ica, con respecto al objetivo priorizado inicialmente en el caso de la concesión de Lima y Callao.

Las concesiones del Norte y Suroeste, ambas otorgadas en el año 2013, han seguido la misma lógica que la concesión de Ica, de priorizar la penetración residencial. En ambos casos se consideraron también compromisos de consumidores efectivamente conectados, con la diferencia que, en las concesiones del Norte y Suroeste, los contratos contemplan la exoneración de pagar los costos de conexión (acometida, derecho de conexión ni instalaciones internas) por parte de los consumidores del segmento residencial. En el caso de la concesión de Ica, los consumidores residenciales si deben pagar por este costo de conexión, aunque los usuarios de menores recursos, que representan la mayoría de los consumidores conectados, cubren el pago del costo de conexión con los subsidios provenientes del FISE, a través del Programa BonoGas residencial.

En los casos de las tres concesiones tratadas -Ica, Norte y Suroeste- los contratos de concesión dejan constancia que la penetración residencial es una obligación “de resultado” y no de medios, por lo que las concesionarias deberán enfocar sus políticas comerciales (información, descuentos, financiamiento, facilidades, instalaciones internas, gasodomésticos, etc.) con el fin de conectar a la mayor cantidad de viviendas.

A primera vista, la modalidad de viviendas efectivamente conectadas pareciera ser muy conveniente, en tanto permite alinear directamente el desempeño de las concesionarias con la política de masificación del gas natural. Sin embargo, resulta siendo bastante limitado el número de consumidores que a la fecha se ha conseguido incorporar en los contratos como parte de los compromisos bajo este mecanismo, si lo comparamos con el total de viviendas que se encuentran en las áreas concesionadas, tal como se observa en la Tabla 9.

Tabla 9. Compromisos de consumidores a conectar, efectivamente

Año que se suscribió el compromiso ⁶⁸	Concesión	Compromiso de consumidores a conectar		Número de viviendas en toda el área de la concesión, al 2017
		Plazo (años)	Cantidad mínima	
2008	Ica	6	50,000	263,918
2010	Lima y Callao	5	91,000	3'014,534
2013	Norte	5	150,137	1'665,308
2013	Suroeste	7	64,000	701,438
TOTAL			355,137	5'645,198

Fuentes: Contratos de concesión para distribución de gas natural en de Lima y Callao, Ica, Norte y Suroeste. Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI (2018)
Elaboración propia

Ello puede ser consecuencia del riesgo que implica para el concesionario, el asumir compromisos que involucran aspectos que están fuera de su control, principalmente el que tiene que ver con el nivel de asequibilidad del gas natural, pues este último está en función de las tarifas que serán fijadas por el regulador y del nivel de ingresos que presenten los consumidores.

3.2.2.2 Viviendas potencialmente conectables (con red en frente)

El objetivo bajo el cual se diseña una concesión -y su respectivo contrato- no siempre prioriza la masificación para el segmento residencial, al menos no siempre desde un inicio. De ser ese el caso, lo más probable es que el compromiso de conectar una cantidad mínima de consumidores no se incorpore como un factor de competencia durante la licitación, sino que sean otros los elementos a evaluar para alinear las ofertas de los inversionistas con los objetivos prioritarios que se persigan.

Introducir compromisos contractuales de conexión efectiva de viviendas puede complicar llegar a alcanzar acuerdos entre concedente y concesionario, o entre ProInversión y las empresas interesadas en la concesión, debido a la falta de control directo que tendrá el futuro concesionario sobre aspectos que influyen en la decisión que deben tomar los consumidores para elegir el gas natural como fuente de energía, frente a las otras fuentes de energía existentes.

Una alternativa que surge en este contexto es fijar metas de conexión de viviendas bajo la modalidad de consumidores potenciales, es decir, el concesionario se compromete a tender la red en frente a determinado número de viviendas, pero el cumplimiento de sus metas no se encuentra supeditado a

⁶⁸ Los compromisos fueron determinados como parte del proceso de licitación de cada una de las respectivas concesiones, con excepción de la concesión de Lima y Callao. En este último caso, el compromiso fue determinado en el año 2010, como parte de la negociación de la Adenda al contrato de concesión, que extinguió la GRP y dio origen al régimen de la TUD.

que los consumidores decidan, efectivamente, conectarse a la red. Ese fue el camino recorrido en el caso de la concesión de Lima y Callao, en el año 2002, dos años antes de la puesta en operación comercial, con ocasión del convenio de cesión de la posición contractual para la concesión de la distribución⁶⁹, suscrito con el nuevo operador, la empresa Suez.

El concesionario asume un riesgo menor, al tratarse de metas relacionadas con la construcción de la red de distribución, lo cual depende en mayor grado de las medidas que están bajo su control, en comparación por ejemplo con el precio al que se podrá ofrecer la conexión, que pasa por la decisión de otros actores. Por otro lado, se brindan también las condiciones de cobertura, contar con red frente a las viviendas, necesaria para que las mismas puedan conectarse.

Para que esta alternativa resulte efectiva, se requiere considerar adicionalmente otras medidas que aseguren que la cobertura de la red irá acompañada de un precio asequible a pagar por el cliente por el consumo de gas natural, así como promover otros factores que influyen también en la decisión por parte de los potenciales consumidores, de usar el gas natural como fuente de energía.

Entre los factores relacionados directamente con la asequibilidad del gas natural se encuentran i) el precio a pagar por el gas natural en boca de pozo, el precio fijado para la tarifa de transporte y para la tarifa de distribución; y, ii) el precio a pagar por la conexión (acometida, derecho de conexión e instalación interna). Estos precios no son determinados libremente por la concesionaria, en la medida que la mayoría se encuentran regulados. Asimismo, se pueden otorgar subsidios para cubrir los precios a pagar por la conexión, sujetos a la discrecionalidad del concedente y el regulador.

Por otro lado, existen otros factores que no se encuentran relacionados con la asequibilidad de los costos que deben cubrir los consumidores que optan por el gas natural, que tienen también gran importancia para la evaluación que hacen los potenciales consumidores, y para los cuales el concesionario no requiere permisos o autorizaciones del concedente ni del regulador, a fin de implementarlos.

⁶⁹ El numeral 3.1.2 del Contrato BOOT de Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, fue modificado quedando redactado de acuerdo a lo siguiente:

“3.1.2 En los plazos que se señalan a continuación, contados desde la Puesta en Operación Comercial, la Sociedad Concesionaria deberá estar en condiciones de prestar el Servicio, en concordancia con el factor de penetración que el OSINERG establezca; factor que será considerado en los respectivos cálculos tarifarios, por lo menos:

- (i) A los 2 años, a 10.000 Consumidores*
- (ii) A los 4 años, a 30.000 Consumidores*
- (iii) A los 6 años, a 70.000 Consumidores*

Para cumplir con la obligación contemplada en el párrafo anterior la Sociedad Concesionaria deberá construir las Obras del Plan de Crecimiento Comprometido. El incumplimiento a lo dispuesto en esta cláusula motiva la aplicación de la penalidad prevista en la Cláusula 16.3.2.

[...]”

Entre las medidas correspondientes a este último tipo de medidas, podemos contar i) difundir información sobre las ventajas del gas natural frente a sus sustitutos: combustible más limpio, mayor seguridad y confiabilidad para la respuesta ante eventuales emergencias, mayor confianza para la continuidad del suministro; ii) financiamiento de los costos de conexión; iii) facilidades para la compra de gasodomésticos; iv) descuentos o promociones, etc.

La implementación de este tipo de medidas, aunque no tienen efecto directo sobre el precio a pagar por el servicio, tienen gran peso también en la decisión de los consumidores potenciales y, por añadidura, sobre la masificación. Su implementación pasa en mayor medida, por la predisposición y capacidad del concesionario, ya que se requiere seguir algunos procedimientos preestablecidos, de cumplimiento general.

El único antecedente de esta modalidad registrado en un contrato de concesión ha sido, hasta la fecha, el caso referido a la concesión de distribución para Lima y Callao. Sin embargo, los Planes Quinquenales para la expansión de redes -tema que se presenta en el numeral 3.2.3 de la presente investigación- pueden considerarse como una evolución de este mecanismo para períodos posteriores a la puesta en operación comercial. Con la diferencia que los Planes Quinquenales, al menos como fueron planteados en un inicio -cuando fueron introducidos en el año 2008- tendrían un carácter tentativo, que sirviese más como una referencia, que como una obligación de irrestricto cumplimiento. Ello se reflejaba en la inexistencia de penalidades ante incumplimientos, aunque a partir del año 2015, la situación cambió pues se introdujeron sanciones asociadas al incumplimiento de los planes quinquenales.

Como se ha señalado anteriormente, las metas del concesionario para la conexión de viviendas -ya sean efectivamente conectadas o potencialmente conectables- suelen acompañarse de penalidades ante su incumplimiento. La forma de calcular el monto de la penalidad queda preestablecida en los contratos, explícitamente, a diferencia de los Planes Quinquenales, en los cuales, a partir del año 2015, los incumplimientos del concesionario pueden ser pasibles de sanciones administrativas por parte del OSINERGMIN, pero, en este último caso, los montos de las sanciones -las multas- no se establecen previamente, sino que han de ser calculados por el órgano supervisor, una vez que se determina algún incumplimiento en particular.

En efecto, como veremos más adelante en profundidad, a partir del año 2015 se puso mayor énfasis en la fiscalización y sanción de incumplimientos de los planes quinquenales, haciendo que en la práctica se comenzasen a parecer más a los compromisos bajo la modalidad de clientes potenciales, en cuanto se refiere a la imposición de sanciones económicas.

Para finalizar, en caso de utilizar esta modalidad de compromiso contractual, y establecer metas al concesionario consistentes en estar en condiciones de prestar el servicio a determinado número

mínimo de consumidores -los consumidores potenciales- lo recomendable es que se defina con claridad cómo se medirá el cumplimiento de este tipo de compromiso, lo que pasa por indicar en el contrato, sin dejar margen a la interpretación, qué es lo que implica estar en condiciones de prestar el servicio a un consumidor.

A manera de referencia, comentamos lo que se indicó en el contrato de concesión de Lima y Callao al respecto: se entiende que el concesionario está en condiciones de prestar el Servicio a un Consumidor, “cuando éste pueda recibir el Servicio sin que resulte necesario a tal efecto que la Sociedad Concesionaria realice inversiones adicionales, siendo suficiente para tal efecto que dicho consumidor solicite el Servicio y la instalación de la respectiva Acometida⁷⁰” (OSINERGMIN, 2011, p. 30).

La condición para calificar si un predio era o no un potencial consumidor parecía estar clara. Sin embargo, surgieron controversias entre el concesionario y el regulador respecto a la máxima distancia a la cual tendría que estar ubicado un predio del punto de la red de distribución, al cual podría conectarse, para considerar que la concesionaria le bastaba tender solo la tubería de conexión, y no una extensión de la red.

OSINERGMIN sostenía que la distancia debía ser como máximo de seis metros -el valor promedio de la longitud que presentaban las tuberías de conexión- y que de usar una tubería de mayor longitud para conectar el predio con la red de distribución, implicaba que una parte de la misma -los seis metros antes de llegar al predio de la vivienda- eran tubería de conexión, y el resto representaba una extensión de la red de distribución y, por lo tanto, ese predio no podría ser considerado como un consumidor potencial.

El regulador argumentaba que para construir las redes de distribución, la concesionaria utilizaba el sistema de espina de pescado⁷¹, en lugar del sistema de anillos⁷², con el fin de realizar una menor inversión para cumplir con sus metas de consumidores potenciales, a costa de una mayor afectación a las calzadas y molestias ocasionadas por la mayor cantidad de restricciones de tránsito en las calles afectadas, que se necesitaban para realizar los cruces de la vía para atender a los consumidores del otro lado, requeridos en el caso del sistema de espina de pescado.

Finalmente, el concedente determinó, contando con la conformidad del concesionario, la distancia máxima hasta la cual se podían ubicar los predios a fin de poder ser considerados como consumidores potenciales⁷³, quedando así resuelta la controversia entre el regulador y el

⁷⁰ Que incluía la tubería de conexión, al momento que se redactó esta cláusula.

⁷¹ El sistema espina de pescado consiste en pasar la red de distribución por un solo lado de una vía, desde la cual se derivan las tuberías de conexión para conectar a los predios de ambos lados.

⁷² El sistema de anillos consiste en pasar la red de distribución por ambos lados de una vía. Las tuberías de conexión para conectar a los predios, se derivan de la red que se encuentra del mismo lado de la vía.

⁷³ 18.3 metros.

concesionario.

La situación pudo ser superada a través de un criterio de aplicación particular para la concesión de Lima y Callao, que fue fijado cuatro años después de la puesta en operación comercial. Sin embargo, lo más recomendable es tener claros esos criterios desde el momento mismo en que se establecen los compromisos. De lo contrario, se pueden generar suspicacias sobre las razones que motivan las decisiones del concesionario, en este caso si la elección del sistema de espina de pescado obedecía a criterios de eficiencia constructiva, o si se quería aprovechar un vacío contractual para invertir menos.

Definir con claridad los criterios para determinar de forma simple y objetiva el grado de cumplimiento de esta obligación, o en general de cualquier otra obligación contractual, minimiza el riesgo de conductas oportunistas por alguna de las partes.

3.2.3 Planes Quinquenales para la expansión de redes

Este mecanismo se inició en el año 2008 con la introducción del artículo 63c en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, a través del Decreto Supremo N° 014-2008-EM (2008)⁷⁴. Su aparición en el marco normativo legal para la distribución de gas natural confiere mayor injerencia al MEM⁷⁵ -a través de la DGH⁷⁶- en la planificación de las redes de distribución, emitiendo un pronunciamiento que debe ser considerado por el Concesionario y el Regulador para definir hacia qué zonas se expandirán las redes y a qué sectores de la población deben orientarse las prioridades de atención.

⁷⁴ Artículo 11°.- Incorporación del artículo 63c° al Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Incorporar el artículo 63c° al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 63c°.- En Concesionario [está] obligado a definir su Plan Quinquenal de crecimiento de la red de Distribución de acuerdo a lo siguiente:

a) Criterios a considerar:

[...]

b) Contenido mínimo:

[...]

c) Fecha de presentación:

[...]

d) Aprobación:

[...]”

⁷⁵ Ministerio de Energía y Minas.

⁷⁶ Dirección General de Hidrocarburos.

Hasta antes de la aparición de este mecanismo, la participación del MEM en la planificación del desarrollo de las redes de distribución se limitaba a las disposiciones que se podían establecer en los contratos de concesión de las distribuidoras, así como en los criterios de regulación tarifaria que de forma general establece el ente rector a través del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (2008), que el regulador está obligado a aplicar para la determinación de las tarifas.

Se abrió a través de este mecanismo la posibilidad para introducir nuevos elementos para la determinación de las tarifas de distribución, además de los criterios de competitividad y eficiencia contemplados en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (2008)⁷⁷. El Artículo 63c introdujo como criterios para definir el crecimiento de las redes de distribución, la consideración de la demanda “en todos los sectores”, el “ampliar cobertura”, así como el “impacto social” que se generará.

De esta manera, se cuenta con un mecanismo que permite ir alineando periódicamente -en principio cada cuatro años con ocasión de la regulación de las tarifas de distribución- el desarrollo de las redes de distribución con la política energética, en particular con la masificación del gas natural, tomando en cuenta las políticas del sector. La concepción del mecanismo es bastante conveniente pues permite la participación activa del MEM, el ente rector de la política energética nacional, así como del concesionario, en tanto actor responsable por la ejecución del plan, así como también del regulador, con la finalidad de reconocer las inversiones que se necesitan.

Transcurridos siete años desde la aparición del Plan Quinquenal en el marco normativo y legal, mediante el Decreto Supremo N° 017-2015-EM⁷⁸ se modificó el artículo 63c. La modificación reformuló el proceso para la aprobación del Plan Quinquenal, establecido en el inciso d) del artículo 63c, manteniendo inalterable lo dispuesto en el resto del artículo.

Según lo indicado en los propios considerandos de la norma, la motivación fue la necesidad de establecer medidas de simplificación administrativa bajo criterios técnicos y de seguridad en la industria, que contribuyan a seguir promoviendo el desarrollo de la infraestructura que permite tener acceso al servicio de distribución de gas natural. De esta manera, se otorgaron facultades al OSINERGMIN para i) liquidar los Planes Quinquenales aprobados; ii) supervisar la ejecución de las inversiones; y, iii) sancionar los casos de incumplimientos por causas atribuibles al concesionario.

A pesar de lo declarado en los considerandos, la norma modificó en la práctica el contenido mínimo del Plan Quinquenal según lo establecía el inciso b) del artículo 63c, que se mantuvo inalterable,

⁷⁷ **Artículo 108.-** El Margen de Distribución se basará en una empresa eficiente y considerará [...]

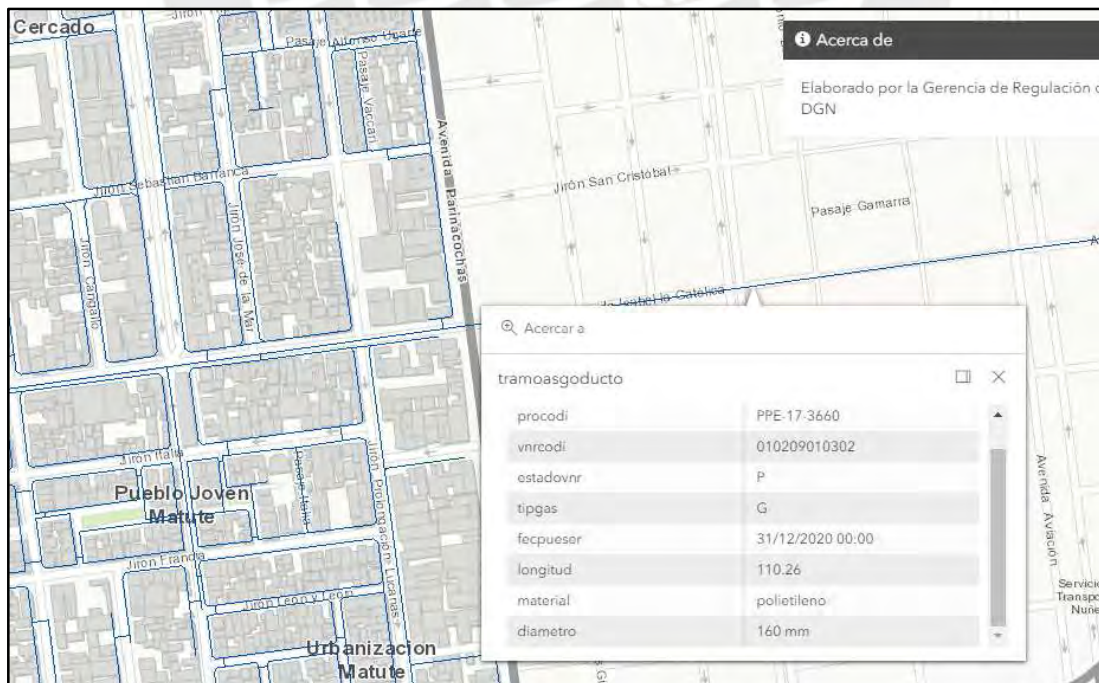
⁷⁸ “Modifican e incorporan disposiciones vinculadas a la distribución y transporte de gas natural y emiten otras disposiciones”. Para mayor referencia se puede consultar el texto completo de la norma en el Anexo 2 de la presente tesis.

supuestamente, el cual, desde su introducción inicial en el 2008 hasta la fecha, indica lo siguiente como contenido mínimo:

- Valorización de las obras que se efectuarán anualmente con sus respectivos detalles de inversiones.
- Las zonas en las que se proyecta tender la red de Distribución con el respectivo cronograma tentativo.
- La Proyección del número de Consumidores que estarán en condiciones de recibir el servicio.

La descripción del contenido mínimo del Plan Quinquenal utiliza términos como “tentativo” y “proyección”, para referirse al cronograma de tendido de las redes y el número de consumidores que estarán en condiciones de recibir el servicio, respectivamente, lo cual refleja la naturaleza referencial de dicho instrumento. En contraposición, la modificación realizada en el 2015 derivó en elementos que por un lado amplían excesivamente los niveles de detalle que ha de contener el Plan Quinquenal, que una vez aprobado debe cumplir obligatoriamente el concesionario, y, por otro lado, establecen condiciones muy rígidas ante la imposibilidad de cumplir con este nivel de detalle.

Figura 24. Nivel de detalle del tendido de las redes de distribución en los Planes Anuales



Fuente: Gerencia de Regulación de Tarifas (s/f). Plan Anual 2020

En la actualidad, en lugar de zonas referenciales, el Plan Quinquenal consiste de información con el recorrido de las redes, exactamente georreferenciado, que el concesionario debe programar instalar en base a un cronograma trimestral, como se observa en la Figura 24. Por otro lado, ante la eventualidad de no poder cumplir con el tendido planificado debido a situaciones no atribuibles al concesionario (demora o denegatoria de trámites, obtención de permisos o autorizaciones por parte de alguna autoridad administrativa, afectaciones de terceros, etc.), dichas situaciones deben ser calificadas como tales por la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN, de lo contrario, se tornan en incumplimientos pasibles de ser sancionados.

El nivel de detalle exigido para la ubicación de las redes planificadas y la falta de flexibilidad para modificar su trazado ante razones justificadas, desvirtúan la naturaleza referencial del plan e incrementa el riesgo para el concesionario de ser sancionado ante la imposibilidad de cumplir al pie de la letra con la programación y el recorrido exacto de las redes, lo cual provoca que el concesionario aborde la planificación para la expansión de las redes con una actitud sumamente conservadora.

Esta actitud más conservadora del concesionario se reflejó con ocasión de la presentación del Plan Quinquenal 2018-2022 para la concesión de Lima y Callao, el siguiente plan que correspondía aprobar desde la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 017-2015-EM, en el cual se redujeron considerablemente los metrados previstos para la expansión de las redes de distribución para atender clientes residenciales, por debajo incluso de los niveles a los que ya se venían construyendo anteriormente.

Como se puede apreciar en la Tabla 10, la reducción respecto del período 2014-2018 -el período tarifario inmediato anterior- fue de aproximadamente 43%, cayendo de 5,993 Km de tuberías a 3,439 Km.

Tabla 10. Nuevas redes de polietileno a construir por año, de acuerdo a los Planes Quinquenales. Metrados (kilómetros) e inversiones (millones de US\$)

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
PQ 2018-2022	1,033	895	880	631	0	3,439 Km
	74.40	63.01	62.37	44.31	0	244.09 MMS
PQ 2014-2018	917	972	1,168	1,359	1,577	5,993 Km
	63.44	67.16	74.58	87.37	99.12	391.68 MMS

Fuente: Resoluciones OSINERGMIN N° 055-2018-OS/CD (2018, pp. 19-20); y, OSINERGMIN N° 086-2014-OS/CD (2014, pp. 18-19)

Elaboración propia

De esta forma, el Plan Quinquenal quedó desnaturalizado como el mecanismo para lo cual fue concebido, que permitiese alinear los objetivos del concesionario con los de la masificación considerados en la política energética establecida por el MEM, a fin que sea el mismo concesionario que de forma ágil y eficiente tome las decisiones que le convengan tanto al país, así como también a la concesión.

Al respecto surge la pregunta si las medidas adoptadas desde el 2015 están sobre regulando sobre aspectos que el concesionario, según argumenta, debe poder manejar de forma ágil y con mayor flexibilidad, a fin de poder sostener el ritmo para la construcción de las redes de distribución, condición indispensable para masificar el consumo del gas natural.

El concesionario de Lima y Callo aduce que, bajo el nuevo marco esbozado a partir del año 2015, se ha venido poniendo mayor énfasis en cuanto a la obligatoriedad de la ejecución irrestricta del Plan Quinquenal, y la sanción de su incumplimiento. En ese sentido, el objetivo para la empresa concesionaria sería no sólo “hacer inversiones sino, además, los planes quinquenales que eran referenciales, ahora serán obligatorios y de fiel cumplimiento. Eso es prácticamente imposible de cumplir” (Olazábal, 2018).

Esta sobre regulación estaría provocando el efecto contrario al que se buscaba, tal como quedó evidenciado con ocasión del proceso de fijación tarifaria 2018-2022, en que se produjo una disminución en los metros de red, y las inversiones asociadas, como parte de la propuesta de Plan Quinquenal de inversiones que presentó el concesionario para dicho período.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que el concesionario tiene incentivos para expandir las redes de distribución y conectar a la mayor cantidad de viviendas, incluyendo a las de menores ingresos, que son apoyadas con los subsidios para cubrir los costos de conexión. Si bien el consumo de los consumidores del segmento residencial representa sólo el 2% del volumen facturado, en términos de ingresos por distribución, el segmento residencial está en el orden del 15%, tal como se aprecia en la Gráfica 8.

Si consideramos para el análisis de los ingresos que recibe la concesionaria, otros ingresos por servicio de instalaciones internas y financiamiento, asociados directamente al segmento residencial, vemos que este segmento puede llegar a representar alrededor del 37% de los ingresos ajustados, sin considerar pass trough.

Gráfica 8. Participación de ingresos de distribución por segmentos



Nota 1: Los ingresos ajustados son los ingresos sin considerar los ingresos tipo pass through (adquisición y transporte de gas natural) e IFRIC 12 (inversiones realizadas en el sistema de distribución)

Nota 2: Son los ingresos por Servicio de Instalaciones (instalaciones internas), financiamiento y costo de conexión (acometida y derecho de conexión)

Nota 3: Otros ingresos por servicios no recurrentes, reubicación de redes, etc.

Fuente: Cálidda. Resultados al 2T2019, reporte al inversionista

El concesionario no tiene incentivos para no invertir en la expansión de la red de polietileno para la atención de los clientes residenciales, todo lo contrario, al expandir las redes se contará con mayor número de viviendas con red en frente, y el concesionario contará con mayores posibilidades de conectar a más viviendas, y de incrementar así sus ingresos.

El concesionario tiene incentivos para expandir la red hacia las zonas dónde se puedan conectar a la mayor cantidad de viviendas, maximizando el efecto de cada dólar invertido, siempre que las inversiones para expandir las redes de polietileno no pongan en riesgo la competitividad de las tarifas para los clientes de los otros segmentos (industrial, generación termoelectrica, etc.).

De no existir los subsidios -que en la actualidad existen- para cubrir los costos de conexión (derecho de conexión, acometida e instalaciones internas), que se otorgan a los consumidores de estratos de menores ingresos, el concesionario tendría un incentivo para expandir la red de polietileno hacia las zonas donde predominen consumidores potenciales de mayores ingresos, y con mayor capacidad de asumir los costos de conexión.

Lo anterior explicaría por qué entre los años 2004 al 2008, cuando los subsidios para la conexión de clientes no estaban contemplados como parte del marco regulatorio, la estrategia comercial en el caso de la concesión de Lima y Callao estuvo dirigida a expandir la red de polietileno y ofrecer el servicio en los distritos que contaban predominantemente con consumidores potenciales pertenecientes a estratos de mayores ingresos (Santiago de Surco, Miraflores, Magdalena, San Miguel, Pueblo Libre, etc.).

Esta situación varió con la introducción de los subsidios para cubrir los costos de la conexión que se comenzaron a otorgar a los consumidores pertenecientes a estratos de menores ingresos. A partir

de ese momento, el concesionario efectuó un cambio sustancial en su estrategia comercial, reorientando la expansión de la red de polietileno hacia los distritos que contaban predominantemente con consumidores potenciales pertenecientes a estratos de menores ingresos (San Juan de Miraflores, Villa María del Triunfo, Villa el Salvador, El Agustino, San Juan de Lurigancho, etc.).

Este cambio en la estrategia comercial del concesionario para dirigir la expansión de las redes hacia los distritos citados, se produjo sin la necesidad de recurrir a la amenaza de multas. Gracias a que los consumidores de estratos de bajos ingresos contaban con subsidios que les permitirían conectarse a la red, el concesionario obtuvo incentivos para orientarse a estas zonas, ya que en ellas sería mayor la probabilidad de conectar a más clientes. En ese sentido, bajo el escenario en que los consumidores de estratos de bajos ingresos cuentan con subsidios para conectarse a la red, amenazar con la imposición de multas podría resultar innecesario y hasta contraproducente.

Las razones que pueden llevar al concesionario a privilegiar la expansión de la red hacia algunas zonas en lugar de otras, no tienen que ver con el estrato de ingresos al cual pertenecen los consumidores que predominan en estos distritos, sino a otros criterios que le permitan maximizar el retorno de las inversiones, por un lado las zonas dónde estima que se presentará una mayor velocidad de la conexión de los potenciales consumidores, así como también, el monto que se necesita invertir para construir las extensiones de la red hasta estas zonas.

En razón a esto último, el concesionario tiene incentivos para privilegiar la atención de las zonas que se encuentren más cercanas al alcance de las redes existentes. Está motivación, se encuentra absolutamente justificada en criterios de eficiencia, ya que de esta manera el concesionario está buscando maximizar el uso de las redes, con la menor cantidad de inversiones.

A fines del año 2018 se aprobó el Decreto Supremo N° 037-2018-EM, atenuándose los problemas que surgieron con el Decreto Supremo N° 017-2015-EM. La nueva norma modificó nuevamente el inciso d) del artículo 63c, que regula el proceso de aprobación del Plan Quinquenal, e incorporó asimismo los artículos 63d y 63e. El primero de ellos dispone lineamientos dentro de los cuales el concesionario puede modificar la ejecución de las redes de distribución previstas en el Plan y comunicar posteriormente al OSINERGMIN el reemplazo de unas zonas por otras. En cuanto al segundo artículo, el 63e, regula el procedimiento y los plazos para la debida comunicación al OSINERGMIN ante la imposibilidad de cumplir con lo planificado.

Con fecha 30 de enero de 2019, un mes después de la publicación del Decreto Supremo N° 037-2018-EM, mediante carta N° 2019-101468, el concesionario de Lima y Callao remitió al OSINERGMIN la actualización de su propuesta de Plan Quinquenal de inversiones 2018-2022, y, en julio de 2019 -mediante la Resolución N° 129-2019-OS/CD- se aprobó finalmente la

actualización del Plan Quinquenal de Inversiones, con los metrados mostrados en la Tabla 11 para el caso de las redes de polietileno, que atienden predominantemente al segmento residencial.

Tabla 11. Actualización de metrados (kilómetros) e inversiones (millones US\$) para las nuevas redes de polietileno a incluir en el Plan Quinquenal 2018-2022

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
PQ actualizado	1,023	1,292	1,578	1,436	0	5,329 Km
	73.71	91.73	111.76	101.83	0	379.04 MM\$
PQ original	1,033	895	880	631	0	3,439 Km
	74.40	63.01	62.37	44.31	0	244.09 MM\$

Fuente: Resoluciones OSINERGMIN N° 129-2019-OS/CD (2019, pp. 8); y OSINERGMIN N° 055-2018-OS/CD (2018, pp. 19-20)

Elaboración propia

Se incrementó de 244.09 a 379.04 MMUS\$, el monto de inversiones previstas para expandir las redes de distribución con las que se atiende al segmento residencial, recuperando casi el mismo nivel de inversiones -alrededor de 391.68 MMUS\$- que venía presentándose hasta antes de la aplicación del Decreto Supremo N° 017-2015-EM.

De esta manera, el Decreto Supremo N° 037-2018-EM ha corregido en parte el excesivo nivel de regulación que se pretendió introducir en el 2015 con el Decreto Supremo N° 017-2015-EM. Por otro lado, subsisten todavía otros temas que trastocan conceptos regulatorios que pueden desincentivar la eficiencia, tales como el de las liquidaciones anuales y quinquenales.

Las liquidaciones -anuales o quinquenales- pueden desincentivar la búsqueda de eficiencias por parte del concesionario para el diseño de las redes de distribución, o visto de otro modo, pueden incluso generar incentivos perversos para una inversión ineficiente, toda vez que dicha inversión sería reconocida en el siguiente período de regulación.

3.3 Subsidios cruzados – el modelo para la determinación de las tarifas de distribución

La metodología que se emplea para el cálculo de las tarifas de distribución de gas natural en nuestro país tiene como supuesto fundamental, al igual que otros servicios públicos de redes, que los ingresos por la recaudación del pago de tarifas por parte de todos los consumidores cubran los costos totales en que incurre el concesionario para solventar las actividades requeridas para brindarles el servicio.

Se procura la sostenibilidad económica del negocio, permitiéndole al inversionista recuperar en el largo plazo su capital y obtener una rentabilidad razonable. De esta manera, se cubren los recursos económicos que demandan la construcción de las instalaciones de todo el sistema de distribución de gas natural, así como los gastos en que se incurren para operar y mantener las instalaciones.

Una gran diferencia que se presenta en el caso del gas natural con respecto a otros servicios públicos de redes como son la distribución de agua potable, o de electricidad, es que, en estos últimos casos, en la práctica casi no existen sustitutos, mientras que en el caso del gas natural los consumidores cuentan con otras fuentes de energía por las cuales podrían optar con relativa facilidad, en caso el precio del gas natural no resultase competitivo.

Por ello resulta fundamental diferenciar los tipos de consumidores de acuerdo a sus perfiles de consumo, a fin de tener claro cuáles son en cada uno de los casos, los combustibles sustitutos que podrían preferir los consumidores, contra los cuales competirá el gas natural.

En ese sentido, para la determinación de las categorías tarifarias se toman en cuenta las observaciones sobre el nivel de consumo, en unidades de energía o su equivalente en m³ de gas natural, que presentan los consumidores -de forma preponderante- en cada segmento, determinándose así los rangos que los puedan agrupar de la mejor manera.

La Tabla 12 muestra las categorías tarifarias definidas para la concesión de Lima y Callao, con el correspondiente rango de consumo que se utiliza para clasificar a qué categoría pertenece cada consumidor.

Tabla 12. Categorías Tarifarias para consumidores de la concesión de Lima y Callao

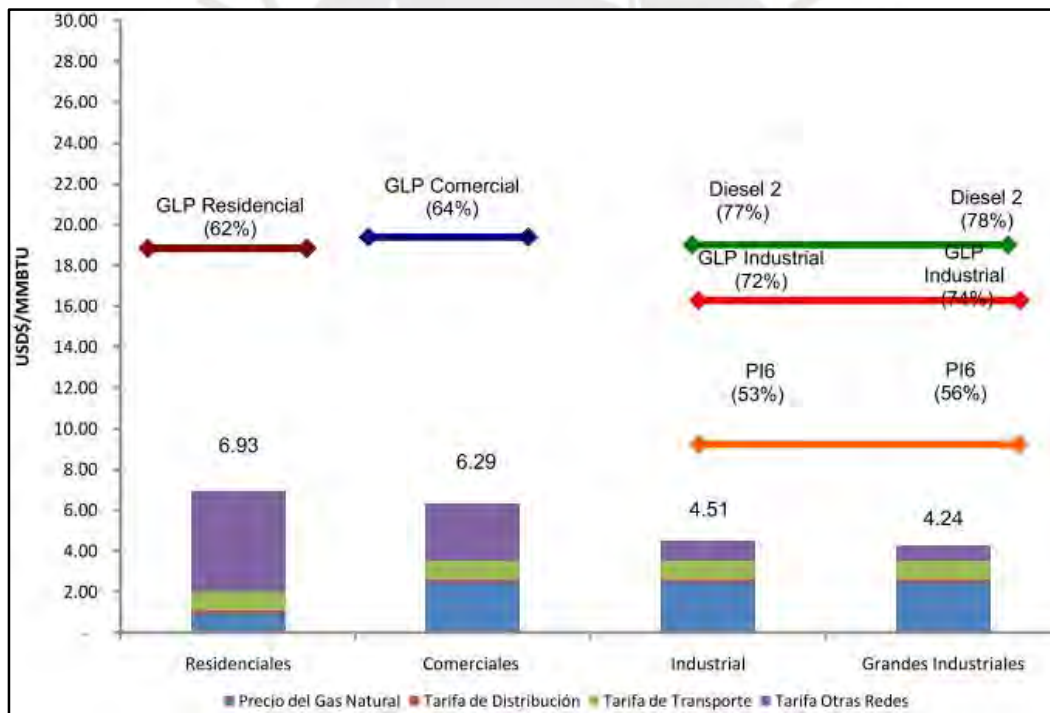
Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 17 500 Sm ³ /mes
C	Desde 17 501 hasta 300 000 Sm ³ /mes
D	Desde 300 001 hasta 900 000 Sm ³ /mes
E	Consumidor Independiente con un consumo mayor a 900 000 Sm ³
Categorías especiales, independiente del consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio de gas natural vehicular.
GE	Para generadores de electricidad
IP	Para instituciones públicas tales como hospitales, centro de salud, instituciones educativas, entre otros.

Fuente: Resolución OSINERGMIN N° 055-2018-OS/CD (2018, p. 6)

La tarifa diferencia el tipo de consumidor -o segmento- al que se aplica, lográndose identificar consumidores residenciales, comerciales, industriales, estaciones de GNV⁷⁹ y generadoras térmicas de electricidad, cada uno de los cuales son asociados a determinada categoría tarifaria en particular. La determinación del precio aplicable a los consumidores de cada segmento se basa en el límite máximo que se podría aplicar, obtenido en función del precio de los sustitutos relevantes para cada segmento, menos una determinada cantidad que representa el ahorro a ofrecer al cliente.

Como el precio unitario de los sustitutos (GLP en balón, GLP a granel, petróleo D2, petróleo residual R6, etc.), en US\$ por unidad de energía (MMBTU), suele disminuir conforme se incrementa el nivel de consumo, el precio que se aplicará finalmente al consumidor seguirá la misma tendencia, es decir, el precio final a ofrecer a los potenciales consumidores de gas natural -en US\$/MMBTU- debe resultar ser decreciente conforme se incrementa el volumen típico de cada segmento, tal como se aprecia en la Gráfica 9.

Gráfica 9. Precio final y ahorro a obtener en comparación con combustibles sustitutos (ejemplo)



Fuente: Memoria Anual de Gestión 2008 (Cálida, 2009, p. 32)

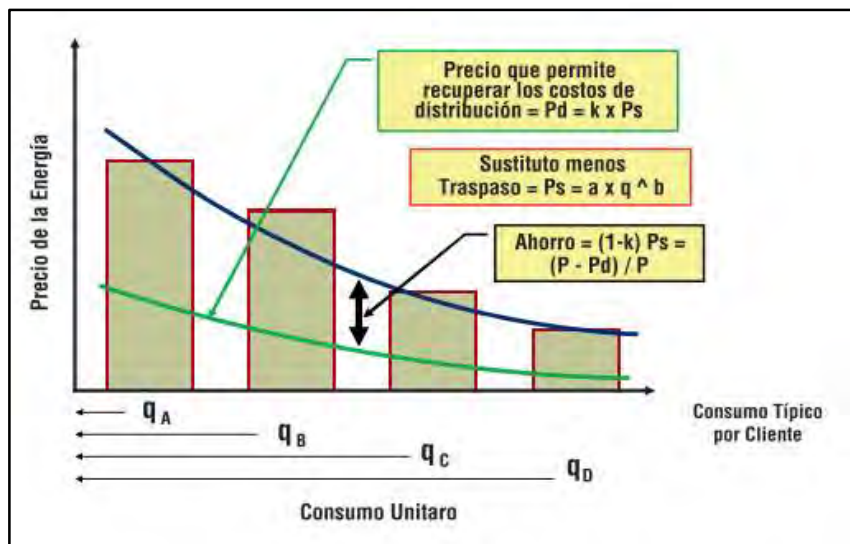
Al introducir el efecto que implica cubrir los costos de conversión, el modelo resultante acentúa más el decrecimiento de los precios por unidad de energía, conforme va aumentando el consumo unitario de los consumidores (q_A , q_B , q_C , q_D), según se muestra en la Gráfica 10, en la cual se puede observar la curva de demanda de gas natural, obtenida en base al precio de los sustitutos y de los costos de

⁷⁹ Gas Natural Vehicular.

conversión.

La metodología que se ha usado para determinar los precios del gas natural aplicable a cada tipo de consumidor se basa en el límite máximo que el precio del gas natural tendría dado por el precio de los sustitutos, y en el concepto del ahorro que podría ofrecerse a un tipo de cliente de manera objetiva. Esta metodología refleja el criterio racional que sigue una empresa privada sin una regulación específica (Espinoza, 2009, p. 190).

Gráfica 10. Precios unitarios de distribución de gas natural decrecientes con niveles de consumo



Fuente: (Espinoza, 2009, p. 198)

Las exigencias técnicas para poder atender a los consumidores pertenecientes a cada segmento o categoría tarifaria son distintas. Los consumidores requieren conectarse a la red a distintos niveles de presión, que dependen de su perfil de consumo, lo cual se traduce en mayores costos medios de inversión -en US\$ por unidad de volumen de gas natural- para atender a los segmentos residencial y comercial, que requieren conectarse a las redes de polietileno, que los costos medios para atender a los segmentos industrial, estaciones de GNV y generadoras térmicas, que generalmente se conectan a la red de acero.

Tabla 13. Costo medio de las redes de distribución de polietileno y de acero. Período 2018-2022.

ítem	Unidad	Valor	Acero	PE
CAPEX	Miles US\$	471 378	112 418	358 960
OPEX	Miles US\$	146 880	35 029	111 851
COSTO TOTAL	Miles US\$	618 259	147 448	470 811
DEMANDA	Mil m ³	27 886 892	26 232 597	1 654 295
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	22.17	5.62	284.60

Fuente: GRT - División de Gas Natural (2018, p. 62)

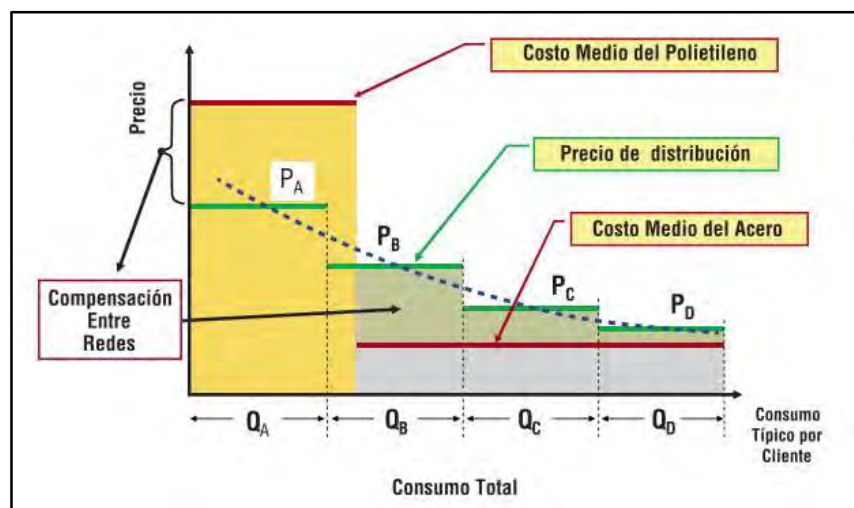
De asignarse directamente los costos medios de cada tramo de la red, el acceso de los usuarios residenciales hubiese sido muy reducido “debido al alto costo unitario de la red de polietileno que se requiere para su conexión, el cual genera un costo medio alto por unidad de consumo en particular en casos donde el consumo de energía per cápita es bajo” (Vásquez et al., 2012, p. 57).

En la práctica, la tarifa que se fija para los consumidores residenciales agrupados en la categoría A es menor al costo medio de la red de polietileno, por esta razón los ingresos de distribución obtenidos considerando a los consumidores de esta categoría solamente, generalmente no cubren los costos para el desarrollo de las redes que los atienden. En el caso de los usuarios agrupados en el resto de las otras categorías, se produce una renta superior al costo que permite compensar el déficit y cubrir de esta forma el costo de toda la red de distribución, polietileno y acero.

Lo anterior se describe visualmente en la Gráfica 11, que muestra también como van decreciendo los precios unitarios resultantes para cada categoría tarifaria (P_A , P_B , P_C , P_D) -en US\$ por unidad de volumen de gas natural- conforme va aumentando el consumo típico -volumen de gas natural- de los consumidores pertenecientes a dichas categorías (Q_A , Q_B , Q_C , Q_D).

La metodología para el cálculo de la tarifa permite que los consumidores pertenecientes a algunas categorías, los consumidores “subsidiarios”, terminen por financiar a los consumidores pertenecientes a otras, los consumidores “subsidiados”. Lo que se constituye como un subsidio cruzado.

Gráfica 11. Compensación entre categorías tarifarias



Fuente: (Espinoza, 2009, p. 202)

El modelo para la determinación de las tarifas de distribución, al considerar la transferencia de recursos desde los consumidores pertenecientes a las categorías con mayores consumos, hacia los consumidores de la categoría A, conformada en su mayoría por clientes del segmento residencial, con menores consumos, resulta ser un mecanismo sumamente conveniente desde el punto de vista del fisco, ya que no representa carga alguna para los recursos del tesoro público.

Los fondos provienen de los consumidores del propio sector, sacrificando eficiencia económica en favor de la equidad (eficiencia distributiva), como lo hace todo subsidio. Un aspecto central a tener en cuenta es que la factibilidad para aplicar este mecanismo exige que se pueda contar con un grupo de consumidores que puedan subsidiar a los consumidores residenciales, es decir, se requiere contar con una masa crítica de consumidores a los que se les puedan aplicar tarifas por encima del costo medio en que incurre la concesión para brindarles el servicio.

Lo anterior será posible, sólo si el costo medio para brindar el servicio a los consumidores subsidiantes resulta por debajo del precio de los sustitutos por lo que se debe prestar especial cuidado para no cargar a los consumidores subsidiantes con tarifas excesivas, de manera que el gas natural pierda competitividad en este último segmento. De ocurrir aquello, se corre el riesgo de perder a los consumidores subsidiantes, que son los clientes que con sus grandes volúmenes sustentan la mayor parte del costo total del servicio, tornando económicamente insostenible la concesión.

Toda concesión de distribución de gas natural buscará siempre contar con segmentos de clientes con grandes consumos, que puedan sostener la mayor parte de los costos de la red de ductos. De lo contrario, lo que se conoce como el “descrème” del mercado, es decir, la imposibilidad de contar

con clientes de grandes consumos, atentará contra la sostenibilidad de la concesión⁸⁰ y por ende, de la masificación. Por esta razón, en el año 2008 fue necesario replantear el modelo tarifario que se venía empleando en la concesión de Lima y Callao desde el inicio de su operación comercial, a fin de considerar la integración de la Red Principal y las Otras Redes en un solo sistema denominado “Sistema Único de Distribución”, como se explicará con detalle en el numeral 3.3.2.

Surge la interrogante si todos los clientes que se benefician de este mecanismo tienen realmente la necesidad de recibir estas transferencias. Se parte del supuesto que el menor consumo que presentan los consumidores de la categoría A, con respecto a los consumidores de las demás categorías, es un indicador indirecto del grado de pobreza, lo cual no pareciera ser un indicador muy confiable, ya que el rango de consumo dispuesto para la categoría A⁸¹, estaría incluyendo clientes con consumos muy por encima de los consumos que, en promedio, podrían esperarse de viviendas habitadas por familias en situación de pobreza.

En el caso del subsidio para la aplicación del mecanismo tratado en el siguiente numeral 3.3.1, la promoción para la conexión, que se financia también con fondos provenientes de la tarifa de distribución, se cuenta además como veremos, con otros requisitos que permitirían mejorar el problema de focalización mencionado en el párrafo anterior.

3.3.1 La Promoción para la conexión

La Promoción para la conexión fue introducida conceptualmente a partir del año 2008, vía la modificación del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, a través del artículo 22° del Decreto Supremo N° 014-2008-EM (2008)⁸², pero su aplicación práctica tuvo que esperar

⁸⁰ Empresas concesionarias como Naturgy sostienen que la masificación (del segmento residencial) por si sola no es viable, más aún considerando regiones del interior que carecen de infraestructura de transporte convencional (gasoductos) para llevar el gas natural. Para que la masificación sea posible en estas regiones, según indican, debe ir acompañada de estrategias que promuevan la demanda en otros segmentos de gran consumo como la generación termoeléctrica, gran industria y/o el transporte vehicular.

⁸¹ A mayo de 2020, la categoría A contempla clientes con un consumo mensual de hasta 100 m³ en el caso de las concesiones Norte y Suroeste, mientras que en el caso de las concesiones de Lima y Callao e Ica, el límite llega hasta los 300 m³. Asimismo, en el caso de Lima y Callao, a partir del año 2014, la categoría A se desagregó en las categorías A1 y A2, con rangos que van de 0 a 30 m³, y de 31 hasta 300 m³, respectivamente.

⁸² Artículo 22°.- Modificación del artículo 112° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modificar el artículo 112° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM de acuerdo al siguiente texto:

*“Artículo 112°.- Los costos de operación y mantenimiento corresponderán a costos eficientes de la Distribución y Comercialización, según sea el caso, comparables con valores estándares internacionales aplicables al medio.
OSINERGMIN incluirá como parte de los costos de los Consumidores Regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes referidos a:*

[...]

hasta el año 2010 que entró en vigencia la Tarifa Única de Distribución (TUD) 2010-2014, para la concesión de Lima y Callao.

De acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, los gastos que irroga la existencia de este subsidio son cubiertos en forma de costos de operación y mantenimiento que son cargados a la tarifa, lo cual significa que todos los consumidores de gas natural conectados al sistema de distribución donde se aplique este mecanismo, independientemente de la categoría a la que pertenecen, cubren una parte del costo de la promoción para la conexión de viviendas.

La modificación del Reglamento de Distribución abrió la posibilidad para que los gastos requeridos para solventar la promoción fuesen reconocidos en la metodología para el cálculo de la tarifa, impactando por lo tanto en el costo medio del servicio, como se muestra en la Tabla 14.

El subsidio a otorgar a cada beneficiario se calcula en base a un análisis de competitividad del gas natural frente al combustible sustituto, que en el segmento residencial es el GLP suministrado en balones. Considerando el consumo energético promedio de una vivienda⁸³, se calcula el ahorro obtenido en vista del menor precio unitario por unidad de energía que ostenta el gas natural frente al GLP. Sin embargo, parte del ahorro se pierde en cubrir los costos necesarios para conectarse a la red: i) el pago de la acometida; ii) pago del derecho de conexión; así como, iii) pago de la construcción de la instalación interna y/o de convertir o adquirir los nuevos artefactos, en los casos que se requiera.

Tabla 14. Impacto en el costo medio del servicio por el financiamiento de la Promoción para la conexión. Concesión de Lima y Callao

Costo Medio (US\$/mil m ³)	2009	2014	2017
Con Promoción	23.48	22.03	23.98
Sin Promoción	21.84	18.45	22.17
Promoción (US\$/Cl)	315.0	322.0	176.0

Fuente: GRT - División de Gas Natural (2018, p.61)

El objetivo de la promoción está dirigido a cubrir justamente los costos para conectarse al servicio, de manera que las viviendas que cumplan los requisitos para beneficiarse del subsidio cuenten con incentivos para tomar la decisión de sustituir el uso del GLP por gas natural. Es un subsidio al acceso, que se otorga por única vez al momento de conectarse a la red, de manera que no crea ningún

e) Promoción por la conexión de Consumidores residenciales.”

⁸³ El regulador realiza el análisis de competitividad suponiendo un consumo mensual de 19.4 m³ de gas natural o su equivalente de aproximadamente 1.5 balones de GLP.

hábito en el consumidor. Se podría decir que el gasto de la promoción para la conexión trata de corregir la desventaja -que no presentan los otros servicios públicos que están bien arraigados en nuestra cultura- que significa no tener la red interna de gas natural instalada desde la construcción de la vivienda (OSINERGMIN, 2012).

De acuerdo al análisis de competitividad efectuado como parte de las resoluciones que aprobaron las tarifas de distribución para la concesión de Lima y Callao en los años 2009 y 2014, se determinó que el subsidio a otorgar para cada vivienda sería de US\$ 315 y US\$ 322, respectivamente⁸⁴. En cuanto al monto de US\$ 176 que se indica para el año 2017, resulta ser mucho menor debido a que a partir de la aprobación del Decreto Supremo N° 010-2016-EM, en junio del año 2016, el alcance máximo a cubrir con la promoción se redujo sólo al pago de la acometida y del derecho de conexión⁸⁵. Asimismo, a partir de dicho momento, el pago de la construcción de la instalación interna en el caso de Lima y Callao se cubre mediante subsidios provenientes del FISE, los cuales no afectan el costo medio del servicio de distribución.

El impacto en el costo del servicio resulta de la cantidad de viviendas que se considera subsidiar a lo largo del período tarifario, así como del monto unitario aprobado como subsidio para cada beneficiario. El costo medio del servicio se traslada a las tarifas que deben pagar todos los consumidores, de manera que se debe tener cuidado de no elevarlo excesivamente, a fin que pueda mantenerse la competitividad de las tarifas en todas las categorías. En ese sentido, como se conoce el subsidio a otorgar por cada vivienda, así como el monto total que se podrá financiar en la tarifa, la variable que se despeja es la cantidad de viviendas que es posible beneficiar en determinado período tarifario.

El marco normativo deja abierta la posibilidad de aplicar este mecanismo en determinada concesión, supeditado a mantener las tarifas competitivas para todas las categorías, por lo tanto, es el regulador

⁸⁴ Los detalles de los supuestos considerados para el análisis de competitividad se pueden consultar en el Informe N° 0132-2014-GART, elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2014).

⁸⁵ Artículo 2.- Modificación del artículo 112a del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

Modifíquese el artículo 112a del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, según el siguiente texto:

“Artículo 112a.- Del Mecanismo de Promoción

La promoción por la conexión de consumidores residenciales se aplicará de acuerdo a los criterios y zonas geográficas que establezca el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial.

La promoción cubrirá como máximo el costo de la conexión, que implica la suma del Derecho de Conexión y el costo de la Acometida de una residencia típica.

[...]

que puede activar su aplicación, mediante la aprobación de las tarifas correspondientes. La concesión de Lima y Callao ha sido el único caso en donde se ha aplicado hasta la fecha de hoy.

En el caso de la concesión de Ica, no se ha visto conveniente su aplicación pues no habría mucho margen para mantener la competitividad en las otras categorías tarifarias. En esta región se viene subsidiando el costo de la conexión de viviendas con fondos provenientes en su totalidad del FISE, que no tienen impacto sobre el costo medio del servicio.

La promoción para la conexión ha sido uno de los mecanismos más efectivos para la masificación. En virtud de su aplicación, la concesionaria de Lima y Callao lanzó durante el período 2010-2014, la “Promoción S/. 790”⁸⁶ gracias a la cual se incrementó drásticamente la velocidad de conexión de nuevos clientes residenciales.

Fue tal el aumento en la velocidad de conexión de nuevos clientes residenciales que rápidamente se agotaron los fondos previstos en la tarifa para el subsidio. Por este motivo, mediante los Decretos Supremos N° 009-2012-EM, 045-2012-EM y 029-2013-EM se permitió ampliar hasta un máximo de 10,000 la cantidad de clientes a ser subsidiados cada mes⁸⁷. De esta manera, en cuatro años se pasó de conectar aproximadamente 15,000 nuevos clientes, en el año 2010, a conectar poco más de 90,000 nuevos clientes residenciales, en el año 2014, tal como se puede notar en la Gráfica 6.

En el año 2014 se suspendió la aplicación de la promoción para la conexión de clientes debido a una controversia generada al exigir al concesionario de Lima y Callao, la realización de licitaciones para la construcción de instalaciones internas, en base a términos que debían ser previamente aprobados por el regulador. La suspensión de la aplicación de la promoción se extendió por espacio de dos años hasta junio de 2016, fecha en la que de acuerdo al Decreto Supremo N° 010-2016-EM, se retiró la instalación interna del ámbito de aplicación de la promoción para la conexión.

Es interesante notar que durante los dos años que duró la controversia, desde mediados de 2014 a mediados de 2016, se mantuvo la velocidad de conexión de nuevos clientes, como se aprecia en la

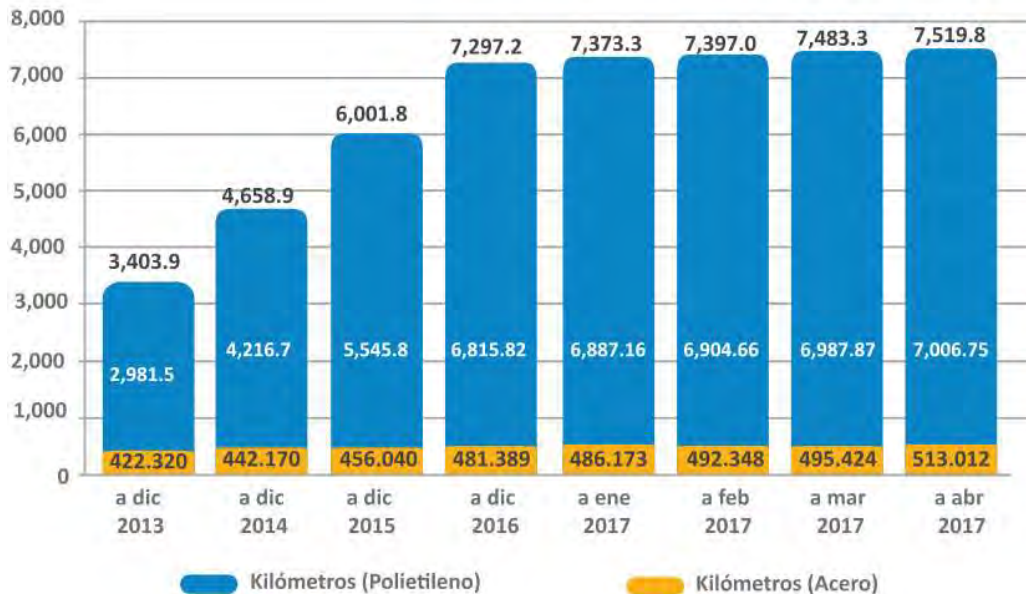
⁸⁶ Consistía en ofrecer a las viviendas ubicadas en las zonas donde predominasen los niveles socioeconómicos C, D y E, la posibilidad de conectarse a la red por un único pago de S/. 790. De verlo conveniente, el usuario podía financiar asimismo esta cantidad para ser pagada mensualmente junto con los recibos por consumo de gas natural, de manera que, a pesar del pago de las alícuotas, los nuevos clientes terminaban pagando recibos por menos que lo que pagaban anteriormente por los balones de gas. Una vez que terminaban de pagar las alícuotas por el financiamiento, los ahorros obtenidos en cada facturación mensual eran aún mayores.

⁸⁷ **Cuarta Disposición Transitoria**

Mientras dure el proceso de aprobación del nuevo plan de conexiones de clientes residenciales beneficiados con los gastos de promoción correspondientes a la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, según lo señalado en el artículo 122a del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, el Concesionario continuará con la promoción de clientes residenciales vigente, hasta por un número máximo de 10 000 consumidores residenciales al mes, asumiendo el Concesionario la obligación de conectar a dichos clientes en el plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días calendario de suscrito el contrato de servicio.

Gráfica 6. Una hipótesis, para explicar el sostenimiento del ritmo de conexión a pesar de no ofrecer ningún subsidio para la conexión de las viviendas, sería la aplicación durante dicho período de un plan intensivo de construcción de nuevas redes de polietileno -tal como se observa en la Gráfica 12- acompañada además de una agresiva estrategia de ventas.

Gráfica 12. Crecimiento de las redes de distribución en Lima y Callao



Fuente: Unidad de Supervisión de Distribución de Gas Natural (2017)

Con respecto a la focalización para identificar a los usuarios que realmente justifican su acceso al subsidio, podemos decir que la promoción para la conexión presenta ventajas con respecto a otros subsidios como la TUD y la GRP -presentados en los numerales 3.3.2 y 3.4.2 de la presente investigación- que benefician indiscriminadamente a todos los consumidores que pertenecen a la categoría tarifaria A (residencial), e incluso a todos los consumidores de la concesión en el caso de la GRP. En el caso de la promoción para la conexión, además de pertenecer a la categoría A, las viviendas deben cumplir con otros criterios a efectos que puedan acceder al subsidio. La aplicación de estos otros criterios resulta similar a los que se consideran en el caso del subsidio BonoGas residencial (FISE), que se presenta en el numeral 3.4.1.

3.3.2 La Tarifa Única de Distribución (TUD)

Como hemos explicado anteriormente, el modelo empleado en el país para determinar las tarifas de distribución de gas natural contempla la transferencia de subsidios cruzados entre los consumidores de los distintos segmentos asociados a las categorías tarifarias. Así pues, se produce una transferencia de recursos que fluye desde los segmentos subsidiantes que representan el mayor consumo de gas natural en el sistema (generadoras de electricidad e industria), hacia los segmentos subsidiados (residenciales y comerciales), que representan una pequeña parte de consumo total de

gas natural en el sistema, a pesar de ser una gran cantidad de consumidores.

Sin embargo, en el caso particular de la Concesión de Lima y Callao, la metodología que se contempló al inicio de la concesión para el cálculo de las tarifas de distribución permitía esta transferencia de recursos sólo entre una parte de los consumidores. En otras palabras, existían consumidores que, debido a las condiciones a las que accedieron de acuerdo con el marco regulatorio contemplado en el momento que firmaron sus contratos de suministro de gas natural y de capacidad de transporte y distribución, se encontraban exentos de participar en la distribución de los costos asociados a ciertas partes del Sistema de Distribución, conocida como las “Otras Redes”⁸⁸.

El esquema tarifario inicial fue diseñado otorgando al Concesionario de Distribución – y también al Concesionario de Transporte- una Garantía de Red Principal con el fin de hacer atractiva la concesión de los servicios y poder viabilizar de esta manera el Proyecto Camisea. Esta garantía consistía en asegurar una demanda mínima al Concesionario, con el fin de minimizar el riesgo de tener que financiar una capacidad instalada para la que no se llegase a encontrar clientes que la usen.

Espinoza (2008) sostiene que para que el Proyecto Camisea pudiese concretarse, fue necesario organizar, de manera conjunta y muy bien coordinada, la producción, el transporte y la distribución, así como la comercialización del hidrocarburo. De esta manera se redujeron los riesgos para los inversionistas, tanto para los que venderían el gas natural como para los que lo comprarían y consumirían. Así pues, se invitó a industrias con gran consumo energético para que fuesen los primeros consumidores de gas natural, ofreciéndoles condiciones especiales que les aseguraban contar con una fuente de energía limpia y a un precio menor al del Residual 6, que era el combustible que usaban, mayormente.

A este grupo de clientes, conocidos bajo la denominación de “Consumidores Iniciales”, se les ofrecía precios promocionales de gas natural en boca de pozo, así como también se les aseguraba disponibilidad de la capacidad de transporte. A los consumidores iniciales se les permitía conectarse directamente a la “Red de Distribución” (la red de alta presión y las conexiones), por lo cual se les aplicaba sólo la Tarifa por Red Principal de distribución, resultando todo ello en un pago inferior al que hubiesen tenido que pagar si se hubiesen conectado después. Ello en reconocimiento al apoyo que brindaron para proporcionar una demanda inicial que contribuyese a viabilizar el proyecto.

El mismo tratamiento recibieron también las generadoras térmicas que se conectaban directamente a la “Red de Distribución”, a las cuales les correspondía pagar la “Tarifa Base”, calculada bajo el supuesto simulado que el ducto principal operaba a toda su capacidad, según lo que se dispuso en el

⁸⁸ Las “Otras Redes” de distribución es “la parte del Sistema de Distribución no comprendida en la Red de Distribución, constituida por las Obras del Plan de Crecimiento Comprometido, las extensiones o ramales de la Red de Distribución no considerados como parte de las Obras Comprometidas, así como las demás instalaciones para la prestación del Servicio, que [...]” (OSINERGMIN, 2011, p. 22).

inciso a) del numeral 11.2 del Reglamento de la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (1999). Los demás clientes, pagaban también la tarifa por red principal, pero a un precio mayor, calculado en base a la demanda real de uso que tenía la capacidad del ducto principal, lo que se conocía como la “Tarifa Regulada”.

En todos los casos de clientes que se conectaban directamente a la red principal de alta presión, el pago que hacían no generaba ingresos para cubrir los costos asociados a las inversiones para la construcción y operación de las “Otras Redes”. La mayor parte de los clientes, que a pesar de constituir un mayor número representaban en total un menor consumo, no se conectaban directamente a la red principal, sino que lo hacían a través de las otras redes de distribución. Estos pagaban, además de la tarifa regulada por el uso de la red principal, la tarifa de otras redes, con la cual se tenían que cubrir las inversiones para expandir las redes de distribución.

Como los consumidores que no pagaban la tarifa de otras redes representaban la mayor parte del consumo de gas natural que circulaba por el sistema de distribución, no era viable solventar las grandes inversiones que se requerían para: i) ampliar la capacidad de la red principal de distribución; y, ii) incrementar la velocidad de expansión de las redes de polietileno desde la cual se tenía que afrontar el reto de la masificación de los clientes residenciales, entre otros.

Se requería replantear previamente el modelo tarifario, con el fin de considerar la integración de la Red Principal y las Otras Redes en un solo sistema denominado “Sistema Único de Distribución”, a fin de incorporar la gran demanda proveniente de los clientes iniciales e independientes, incluyendo las generadoras térmicas, lo que derivó en la Tarifa Única de Distribución (TUD).

La TUD se introdujo conceptualmente a partir del año 2008, a través del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, que modificó el Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM⁸⁹. Aunque fue

⁸⁹ Artículo 2°.- Modificación del artículo 16° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM

Modificar el artículo 16° del Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, en los siguientes términos:

“Artículo 16°.- Normas aplicables al finalizar el Período de Garantía o a la ampliación de la Red Principal

[...]

16.5 Antes de la finalización del Período de Garantía de la Red Principal, el concesionario podrá solicitar a OSINERGMIN el inicio del proceso regulatorio para determinar las Tarifas Reguladas que consideren las nuevas inversiones necesarias para ampliar la capacidad de transporte o distribución [...]

[...]

introducida conceptualmente en el año 2008, su aplicación práctica tuvo que esperar hasta el año 2010 que entró en vigor la tarifa fijada para el período 2010-2014 por medio de la Resolución 261-2009-OS/CD, toda vez que -previamente- era necesario modificar el contrato BOOT de Concesión de Lima y Callao, a efectos de dejar sin efecto la GRP, entre otras adecuaciones.

Mediante la Resolución Suprema N° 037-2010-EM -publicada el 29 de abril de 2010- se aprobó la Adenda al contrato BOOT, concretándose así el inicio de la aplicación de la TUD, transcurridos dos años desde la modificación del Reglamento de la Ley de promoción. Entre las principales razones que propiciaron la demora encontramos:

- i) La verificación del cumplimiento de la Capacidad Mínima de la Red Principal de Distribución: obligación cuyo cumplimiento requería ser verificado previamente a la ampliación de la capacidad de la red principal, para que las nuevas inversiones no fuesen cuestionadas como intentos para cubrir deficiencias en el cumplimiento de los compromisos de inversión que había asumido inicialmente el concesionario;
- ii) La búsqueda de un mecanismo para bloquear el incremento de las tarifas de generación de electricidad: que se produciría al incorporar a las generadoras termoeléctricas en el nuevo esquema tarifario de la concesión, en virtud del cual las generadoras incurrirían en mayores costos para pagar la nueva TUD en lugar de la Tarifa Base que venían pagando; y,
- iii) La definición del procedimiento a seguir para revocar las autorizaciones para la instalación y operación de ductos de uso propio: que habían sido conferidas a las empresas Kallpa y Enersur, ubicadas aguas arriba del City Gate de la red de distribución, pero dentro del área de la concesión. Ambas empresas de generación, ubicadas a la altura de Chilca, se conectaban directamente al ducto de transporte, y por lo tanto no pagaban por el servicio de distribución.

Los tres asuntos mencionados se trataban de temas complejos y muy relevantes debido a los grandes montos involucrados en términos de potenciales penalizaciones o inversiones, así como del impacto que podían ocasionar ante la posibilidad de un incremento en las tarifas de generación de electricidad que afectarían a casi la totalidad de la población del país.

16.7 Adicionalmente, para el caso de concesiones de Distribución que cuenten con Red Principal de Distribución, se considerará lo siguiente:

a. La tarifa de distribución se establecerá integrando la Red Principal y las Otras Redes de Distribución, conforme a [...] y se aplicará a todos los consumidores ubicados dentro del área de concesión de distribución, independientemente de la fecha de inicio de la prestación del servicio.

[...]”

Las partes del contrato de concesión, concedente y concesionario, contando con el acompañamiento del regulador, fueron encontrando soluciones que incluso rebasaron el ámbito de la industria, como fue por ejemplo la conceptualización e implementación del Sistema de Compensación, mecanismo que consistió en indemnizar al concesionario por la menor recaudación debido a la diferencia entre la TUD y la Tarifa Base, que continuó siendo aplicable a los generadores eléctricos, hasta el 31 de diciembre de 2013, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 082-2009-EM.

El gran mérito de la TUD es que gracias a ella se logró incorporar a la base tarifaria a los grandes consumidores que representan, en conjunto, la mayor parte del consumo de gas natural en el área de la concesión. De esta manera, se aseguró contar con una sólida base que permitiría cubrir de forma sostenible los fondos requeridos para financiar los mecanismos de subsidios cruzados como la promoción para la conexión, así como también las inversiones para la expansión de las redes de polietileno, haciendo así posible la masificación.

3.4 Subsidios intersectoriales

3.4.1 Programa BonoGas residencial / FISE

La aparición del Fondo de Inclusión Social Energético, conocido como el FISE, se remonta al año 2012 que se promulgó la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (2012). Como su nombre lo indica, es un fondo diseñado para financiar el acceso universal a la energía en general, no solamente la masificación del gas natural, con recursos provenientes de:

- i) 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 [...]
- ii) 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. [...]
- iii) 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 por ductos, que incluye a los ductos de Servicio de Transporte, Ductos de Uso Propio y Ductos Principales, [...]

Para conseguir sus objetivos, los fondos del FISE son destinados para:

- i) 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 (BonoGas residencial), y conversiones vehiculares (BonoGas vehicular), todo de acuerdo con el Plan de Acceso Universal a la Energía aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

- ii) Compensación para el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética, como células fotovoltaicas, paneles solares, biodigestores, entre otros, focalizándose en las poblaciones más vulnerables.
- iii) Compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables tanto urbanos como rurales.
- iv) 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) Implementación del Mecanismo de Promoción contenido en el Decreto Supremo N° 040-2008-EM, dirigido a las poblaciones de menores recursos.

El Ministerio de Energía y Minas recibió el encargo de ser el Administrador del fondo, como parte de sus competencias, aunque dicha responsabilidad fue temporalmente encargada al OSINERGMIN, inicialmente por un período de dos años, que terminó extendiéndose finalmente hasta por un total de siete años.

El programa BonoGas Residencial subsidia la totalidad o una parte del costo total para conectarse a la red del concesionario de distribución de gas natural, compuesto por el Derecho de Conexión, la Acometida y la construcción de la Instalación Interna⁹⁰. Los dos primeros conceptos -Derecho de Conexión y Acometida- se encuentran sujetos a regulación mientras en el caso de la instalación interna, si bien no puede ser materia de regulación por tratarse de una actividad sujeta a las reglas del libre mercado, se determina un precio máximo a cubrir por el FISE en el caso de aquellos usuarios que quieran acogerse al subsidio.

Aunque el programa está concebido para aplicarse a nivel nacional, a mayo de 2020 sólo existe la posibilidad de ser otorgado, siempre que cumplan con los criterios para la asignación del bono, a las viviendas ubicadas en las áreas de dos de las cuatro concesiones de distribución de gas natural por

⁹⁰ El costo de la construcción de la instalación interna considera también, en los casos que corresponda, la conversión de los artefactos de consumo para que puedan utilizar gas natural como fuente de energía, en lugar del GLP.

red de ductos -Cálidda y Contugas- que se encuentran en etapa de operación comercial.

Los beneficiarios de la concesión de Ica, operada por Contugas, además del subsidio de la instalación interna, pueden recibir también el subsidio del cargo por Derecho de Conexión y del cargo por la Acometida, siempre que cumplan con los criterios de asignación. En el caso de los beneficiarios de la concesión de Lima y Callao, operada por Cálidda, estos sólo pueden recibir el subsidio del monto de la instalación interna⁹¹.

Los requisitos para acceder al subsidio son: i) contar con redes de distribución de gas natural residencial⁹² frente al predio; ii) pertenecer a un estrato económico bajo, medio bajo o medio. Aunque en estricto no es un requisito para calificar al bono, los beneficiarios del BonoGas residencial suelen ser en su mayoría viviendas que usan GLP como fuente de energía y que se encontraban en zonas que no contaban con redes de distribución de gas natural o que, estando en zonas que contaban con redes de distribución, no tomaban la decisión de cambiarse al gas natural debido a la imposibilidad de financiar el costo de conexión.

Finalmente, dependiendo del estrato económico en el que se ubica la vivienda del beneficiario, este puede tener que devolver i) el 50% del monto financiado en el caso se encuentre en el estrato medio; ii) el 25% en caso se encuentre en el estrato medio bajo; o, iii) nada si la vivienda se encuentra ubicada en el estrato bajo. En los casos que existe la obligación de devolver una parte del monto financiado, la devolución se hace mediante el pago de cuotas mensuales en el recibo de consumo, sin interés ni cuota inicial, y en un plazo máximo de hasta diez años.

Este programa es, de seguro, uno de los mecanismos que han tenido mayor impacto en la masificación del gas natural, teniendo en cuenta la gran cantidad de usuarios que se han beneficiado con sus fondos para conectarse al servicio de distribución de gas natural por red de ductos. En palabras del Presidente del OSINERGMIN⁹³ durante la presentación del documento de gestión “Construyendo el futuro con energía”, el cual expone los logros y avances del FISE para mitigar la pobreza energética, a enero del año 2020 “... más de 500,000 hogares se benefician del gas natural gracias al programa BonoGas...” (Schmerler, 2020).

⁹¹ Los beneficiarios de Lima y Callao no perciben diferencia alguna en la práctica, pues el pago de los cargos por el Derecho de Conexión y por la Acometida, que no son subsidiados por el FISE, son cubiertos con fondos provenientes del Mecanismo de Promoción descrito en el artículo 112a del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, es decir, se financian como gastos para cubrir los costos de operación y mantenimiento reconocidos en la TUD.

⁹² Para optimizar el diseño de los sistemas de distribución de gas natural por red de ductos se contempla la atención a los distintos segmentos de clientes -estaciones de GNV, clientes industriales, clientes residenciales o comerciales- mediante redes con características diferenciadas, distintos niveles de presión y materiales empleados. De esta manera, las redes que son construidas para la atención de clientes industriales o de estaciones de GNV no pueden ser usadas para la atención de los clientes residenciales.

⁹³ Daniel Schmerler, Presidente del OSINERGMIN a dicho momento. El OSINERGMIN fue la institución que estuvo encargada como Administrador del fondo desde su creación hasta inicios de 2020.

Efectivamente, poco más de 500,000 hogares se beneficiaron con el bono en el período transcurrido desde que se logró implementar el programa en agosto del 2016, hasta diciembre de 2019, es decir, en poco menos de tres años y medio. A primera vista, esta cantidad resulta alentadora en comparación con los aproximadamente 350,000 hogares que se conectaron en los once años transcurridos previamente desde el 2005, cuando se conectó al primer cliente residencial en la concesión de Lima y Callao. Esto es lo que ha llevado a muchos a calificar de exitoso el programa BonoGas residencial, sin embargo, ello no debe significar que no existan oportunidades para mejorar, como trataremos a continuación.

Si bien el uso de los recursos del FISE para la masificación del gas natural estuvo contemplado desde la creación del fondo en abril del año 2012, en la práctica ello recién se logró operativizar en agosto de 2016, con la implementación del programa BonoGas, es decir, tuvieron que transcurrir casi cuatro años y medio para que los consumidores comenzasen a beneficiarse de este mecanismo.

El retraso, en un primer momento, se debió a que hubo que esperar hasta la reglamentación de los procedimientos para operativizar cómo se realizaría la recaudación y entrega de los subsidios y, en un segundo momento, a que la aplicación del mecanismo quedó suspendida entre el 25 junio de 2014 y el 31 de junio de 2016, en virtud a que surgieron controversias administrativas y judiciales entre Cálida y el OSINERGMIN por la regulación del costo de la instalación interna que pretendía fijar el OSINERGMIN, mediante la realización de licitaciones que tenía que llevar a cabo el Concesionario.

La focalización de los beneficiarios, o, mejor dicho, la falta de dicha focalización, es otro de los problemas que podría estar generándose en la ejecución del programa BonoGas residencial. Ello se debería, principalmente, a la metodología empleada para evaluar el nivel económico de los potenciales beneficiarios con el fin de identificar a los que cumplen con el requisito de pertenecer a un estrato bajo, medio bajo o medio.

Para llevar a cabo la evaluación del potencial beneficiario, se considera la manzana dentro de la cual se encuentra ubicada la vivienda, la cual debe haber sido calificada previamente por el INEI. Es decir, la metodología no considera una evaluación individual de cada familia, sino que considera el nivel promedio de la manzana en la que se ubica, con lo cual es muy posible que existan algunas familias que se benefician del subsidio a pesar que se podrían conectar sin necesitarlo, error de inclusión.

Al respecto, según un estudio encargado por el OSINERGMIN, como Administrador del fondo, indica que el 86% de los beneficiarios del programa encuestados señaló que “de no haber existido este programa no hubieran podido acceder al servicio de gas natural con sus propios medios debido al alto costo de la instalación” (Fondo de Inclusión Social Energético - FISE, 2020, p. 35). La propia

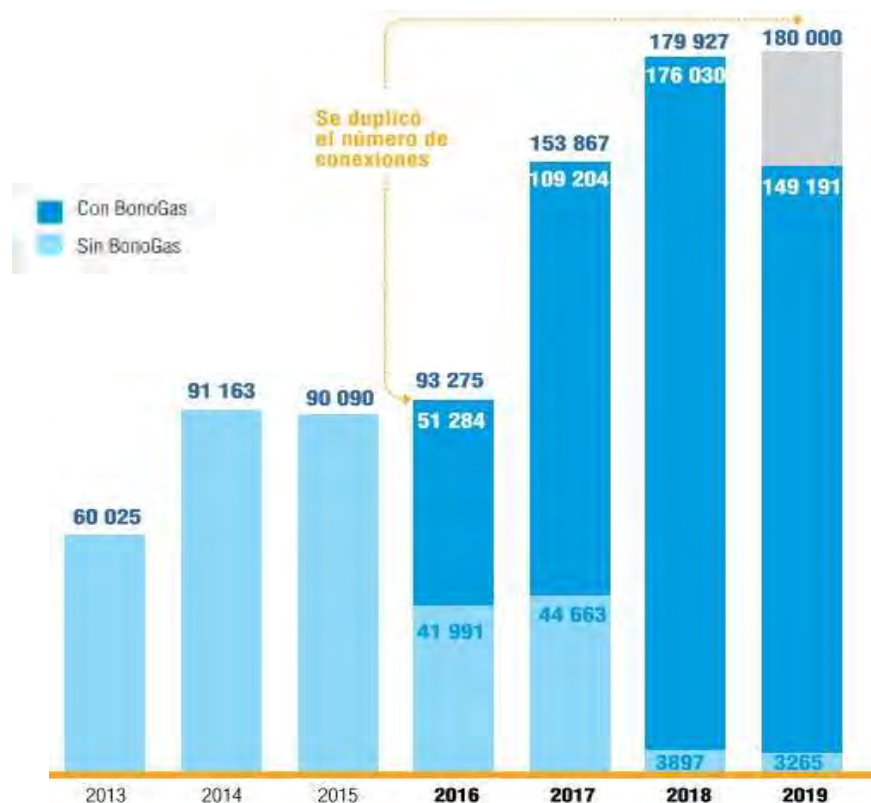
declaración de los encuestados indica que hay un 14% de beneficiarios que implícitamente reconoce que habrían podido acceder al servicio sin necesidad del subsidio, por otro lado, es difícil saber con certeza si el 86% que declaró que no hubiese accedido sin el subsidio, realmente no se hubiese conectado transcurrido algún tiempo.

En la Gráfica 13 se puede observar que la cantidad de clientes conectados que se conectan por año aumentó casi al doble desde que se implementó el programa BonoGas en agosto de 2016. Si bien la cantidad de clientes conectados aumentó considerablemente de 90,000 a 180,000 clientes, también es drástica la disminución de clientes que se conectan sin subsidio, hasta llegar a representar menos del 2% del total de clientes que se conectan.

Este ínfimo porcentaje, así como la muestra que antes de la entrada en práctica del BonoGas se había logrado conseguir un ritmo de aproximadamente 90,000 nuevos clientes conectados por año, estarían revelando los errores de inclusión que tiene el programa al focalizar el otorgamiento del subsidio hacia quienes realmente lo necesitan.

Otra muestra más de las fallas en la focalización del programa ha sido el uso de los fondos del FISE, en virtud de lo dispuesto en los Decretos Supremos 004-2017-EM y 017-2017-EM, aplicado retroactivamente para el otorgamiento del descuento por la promoción a los clientes que se conectaron entre julio del 2014 y junio del 2016, “a efectos de restituir el tratamiento igualitario que corresponde para el acceso a los servicios públicos”, toda vez que no se habían beneficiado del subsidio. Al margen de la validez -o no- de los argumentos legales que motivaron la adopción de dicha medida, la consecuencia práctica fue que se terminó subsidiando la conexión a clientes que en su momento tomaron la decisión de conectarse sin la necesidad de ofrecerles dicho incentivo.

Gráfica 13. Nuevos clientes conectados por cada año al sistema de distribución con o sin BonoGas



Fuente: Documento de gestión “Construyendo el futuro con energía”, elaborado por el Fondo de Inclusión Social Energético - FISE (2020)

Otro de los cuestionamientos en el funcionamiento del programa BonoGas es la forma cómo se viene determinando el monto a reconocer por la construcción de la instalación interna, lo cual se hace en base a un costo estimado por el OSINERGMIN. Al ser la construcción de la instalación interna un mercado libre, el FISE ha determinado un monto a cubrir como máximo, y celebrado convenios con instaladores internos que en teoría pueden competir ofreciendo a los beneficiarios precios por debajo del costo fijado como tope máximo.

Si bien en teoría esto podría motivar la venta de contratos de construcción de instalación interna a precios por debajo del tope máximo, haciendo así un uso eficiente de los recursos del FISE, es muy difícil que ello ocurra en la práctica debido a la participación de los propios Concesionarios como instaladores internos, compitiendo con otros instaladores internos sobre los cuales tienen ventajas que le permitirían ejercer una posición de dominio.

3.4.2 La Garantía por Red Principal / GRP

La GRP fue parte de los mecanismos de promoción conceptualizados para viabilizar el Proyecto Camisea, instituidos en el marco otorgado mediante la promulgación de la Ley 27133, Ley de

Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (1999). Se garantizó al Transportista y al Distribuidor un determinado valor de demanda, como límite inferior, minimizando el riesgo de financiar la construcción de la Red Principal, que permitiría conectar la oferta proveniente del yacimiento ubicado en la selva de la región Cuzco, con la demanda ubicada en Lima.

La GRP no supuso ningún impacto en la caja fiscal del estado peruano pues los fondos provinieron de los pagos de las facturas de electricidad por parte de todos los usuarios del SEIN⁹⁴, los cuales a su vez se beneficiaron directamente con menores tarifas de generación de electricidad. Una vez que se alcanzó la Puesta en Operación Comercial del Proyecto Camisea, se pudo consolidar la industria de gas natural y la demanda alcanzó y sobrepasó, mucho más rápido de lo que se esperaba, los estimados iniciales, extinguiéndose de esta manera dicho mecanismo y dando paso a la TUD, a partir del año 2010.

Si bien la GRP no tuvo como un objetivo específico la masificación del gas natural en el segmento residencial, nos permitimos mencionarla también como un mecanismo de promoción, puesto que, sin su conceptualización y exitosa implementación, no habrían llegado a existir las redes de distribución a las cuales se conectan las viviendas.

3.5 Gasoductos virtuales

El término gasoducto “virtual” alude a la forma cómo se transporta el gas natural hasta la zona final de consumo. A diferencia de lo que ocurre en el caso del transporte por medio de gasoductos convencionales (tuberías), el transporte del producto se realiza por medio de vehículos rodantes, diseñados y autorizados específicamente para el transporte de gas natural en la modalidad de GNL o GNC, como el que se aprecia en la Figura 25.

⁹⁴ Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Figura 25. Camión cisterna para el transporte de gas natural - GNL

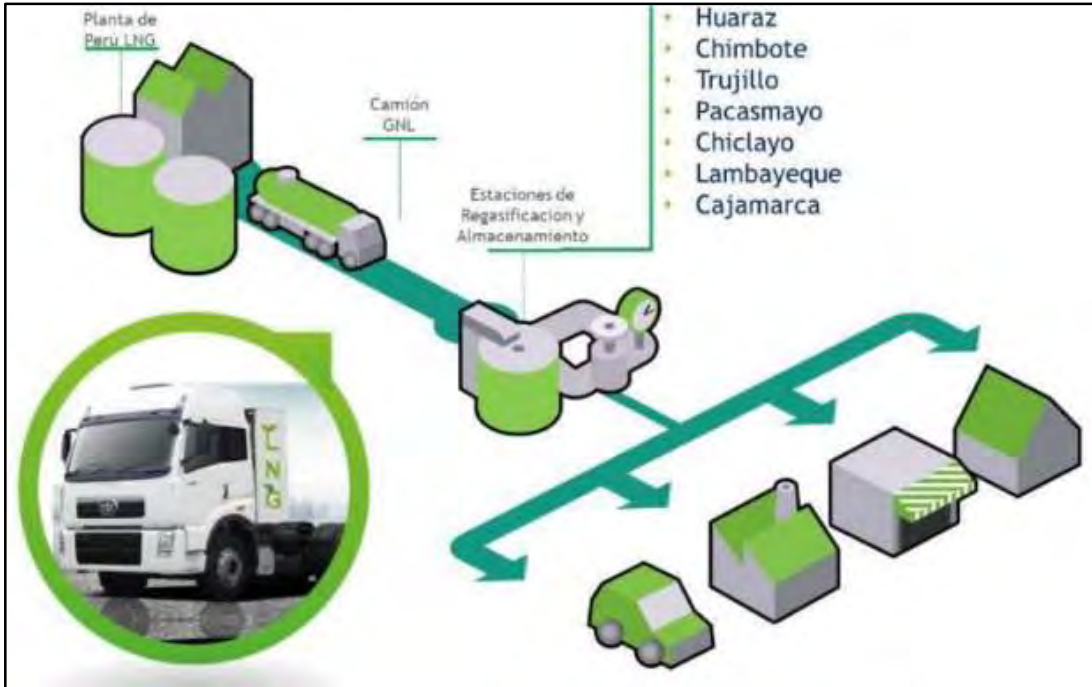


Fuente: Innovación en el transporte sostenible. Quavii (s/f)

Como se muestra esquemáticamente en la Figura 26, una vez que los vehículos llegan a la zona de consumo, se procede a descargar el gas natural en plantas o estaciones de regasificación -para el caso del GNL- o de descompresión -para el caso del GNC- desde dónde se alimenta a las redes de distribución, que a su vez llevan el gas natural hacia los predios de los consumidores pertenecientes a los distintos segmentos: industrial, vehicular, comercial, residencial, etc.

A partir de la recepción del gas natural en las estaciones de regasificación (GNL) o descompresión (GNC), la tecnología que se emplea es similar al caso de las redes de distribución de gas natural que se encuentran físicamente conectadas a los gasoductos de transporte. Del mismo modo, independientemente de la modalidad bajo la cual se abastezca de gas natural al sistema de distribución, sea mediante gasoductos convencionales o por medio de vehículos rodantes (gasoductos virtuales), se siguen los mismos estándares para el diseño y construcción de las redes de distribución. En ese sentido, los consumidores finales que se conectan a las redes de distribución pueden acceder a un servicio con el mismo nivel de calidad y seguridad que encontrarían en otras zonas del país cuyas redes de distribución se encuentran conectadas directamente a sistemas de transporte por medio de tuberías (gasoductos convencionales).

Figura 26. Gasoducto virtual para el abastecimiento de gas natural a Redes de Distribución - GNL



Fuente: Innovación en el transporte sostenible. Quavii (s/f)

La comparación que harán los consumidores potenciales, a efectos de evaluar si el consumo de gas natural resulta más económico que el combustible sustituto (el GLP en balones en el caso del segmento residencial), será la misma comparación que se presenta en el caso de los consumidores potenciales que se ubican bajo el alcance de redes de distribución que se conectan directamente a gasoductos de transporte convencionales (tuberías).

Según ha sido expuesto en la introducción del presente capítulo, la comparación que realizan los consumidores se puede sintetizar en la siguiente ecuación:

$$P_{FINAL} = P_{GN} + T_{TRANS} + T_{DIST} + P_{CONEX} \leq P_{GLP} \dots\dots\dots(\alpha')$$

Donde:

P_{GN} es el monto a pagar por el consumo del gas natural consumido en el mes, considerando su precio en boca de pozo;

T_{TRANS} es el monto a pagar considerando la tarifa por el transporte convencional (gasoductos);

T_{DIST} es el monto a pagar por la tarifa por la distribución; y,

P_{CONEX} es la alícuota mensual por el financiamiento del costo de conexión a la red.

De verificarse esta condición, el optar por consumir gas natural como fuente de energía representará un ahorro mensual para el consumidor residencial y existirá un incentivo tangible para que se convierta en un consumidor de gas natural.

La diferencia en el caso de consumidores ubicados en concesiones de distribución que son alimentadas mediante gasoductos virtuales, radica en que el precio final a pagar por el consumidor P_{FINAL_VIRT} , incorpora adicionalmente un nuevo componente, necesario para cubrir el costo que se incurre para poder realizar el transporte virtual C_{TVIRT} . En ese sentido, los potenciales clientes verificarán si se cumple:

$$P_{FINAL} + C_{TVIRT} = P_{FINAL_VIRT} \leq P_{GLP} \dots\dots\dots(\beta')$$

Donde:

C_{TVIRT} es el monto a pagar por el transporte virtual.

El nuevo componente por el costo del transporte virtual C_{TVIRT} ha de considerar todos los costos asociados en general a las actividades necesarias para compensar la inexistencia de un gasoducto convencional de transporte conectado a la red de distribución, consistentes en i) la licuefacción (GNL) o compresión (GNC) del gas natural P_{LC} ; ii) el traslado del gas natural por medio de tanques o cisternas montadas sobre vehículos rodantes (camiones cisterna) T_{TVIRT} ; y, iii) la recepción, almacenamiento, regasificación (GNL) o descompresión (GNC) del gas natural T_{RD} . Es decir:

$$C_{TVIRT} = P_{LC} + T_{TVIRT} + T_{RD}$$

La forma cómo se trasladan estos costos que componen el transporte virtual a los consumidores - P_{LC} , T_{TVIRT} y T_{RD} - se puede plantear de distintas maneras, dependiendo del camino que recorre el gas natural desde el yacimiento dónde es extraído, hasta su llegada a la red de distribución en las áreas de concesión.

En las concesiones Norte y Suroeste, el gas natural proveniente de Camisea llega hasta las instalaciones de PERU LNG en Pampa Melchorita (Cañete - Lima), a través de un ducto de transporte de uso propio. En Pampa Melchorita, el gas natural es licuefactado y cargado en tanques cisterna para su traslado, en forma de GNL. En ese sentido, el costo que conlleva la licuefacción del gas natural P_{LC} se encuentra asociado al pago por el transporte convencional a través de gasoductos T_{TRANS} , ya que ambas actividades son llevadas a cabo por PERU LNG.

En el caso de la distribución de gas natural para las viviendas ubicadas en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cuzco y Puno, cuya entrega en concesión se tiene programada para

el presente año 2020, se prevé que el gas natural proveniente de Camisea sea transportado a través del gasoducto de TGP hasta el Punto Final de Derivación Principal Ayacucho, en ese punto será entregado y cargado para su traslado a través de camiones cisterna, en forma de GNC.

En este último caso, el costo que conlleva la compresión y carga P_{LC} , se incluye junto con el costo del traslado por medio de los camiones cisterna T_{TVIRT} , como parte del pago de la tarifa por el transporte virtual, ya que ambas actividades recaerán bajo la responsabilidad del concesionario de distribución que obtenga la adjudicación.

En las tres concesiones mencionadas, Norte, Suroeste y Proyecto siete regiones, el costo por la recepción, almacenamiento, regasificación (GNL) o descompresión (GNC) del gas natural T_{RD} se encuentra asociado con el pago de la tarifa de distribución T_{DIST} , ya que ambas actividades han de ser llevadas a cabo por los titulares de las concesiones de distribución.

Ahora bien, sea cual fuere la forma como se trasladan estos nuevos costos al consumidor, lo cierto es que se traducen en un mayor precio final a pagar, en comparación con el precio final que pagaría el consumidor si estuviese ubicado en una red de distribución conectada directamente a un gasoducto convencional (tubería) de transporte. En lenguaje matemático, se verificará la siguiente condición:

$$P_{FINAL_VIRT} = P_{FINAL} + C_{TVIRT} > P_{FINAL}$$

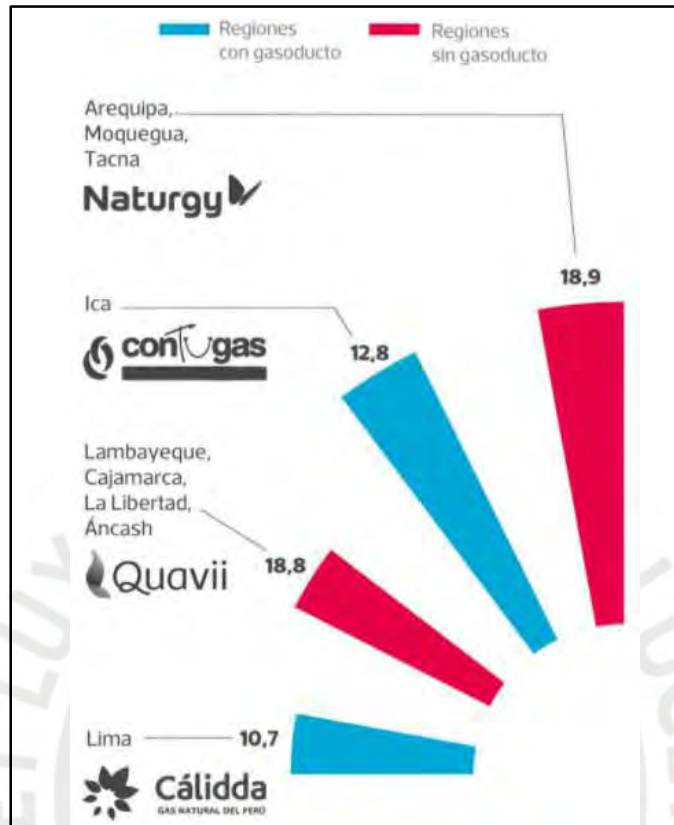
Este incremento en el precio representa una menor competitividad del gas natural con respecto a su sustituto -el GLP en balones para el caso de los consumidores residenciales- ya que el precio final a pagar por el consumidor resulta significativamente mayor en el caso de concesiones que no se encuentran conectadas directamente a un gasoducto convencional de transporte, como se observa en la Gráfica 14.

Para que ello no ocurra, en la medida de lo posible se debe tratar de minimizar el impacto sobre el precio final al introducir los costos por el transporte virtual, minimizando el valor de este último: C_{TVIRT} .

Por otro lado, se puede tratar de compensar el incremento disminuyendo el monto de los otros componentes que integran el precio final, que no están relacionados con el transporte por gasoducto virtual, es decir, también se debe tratar de disminuir:

$$P_{FINAL} = P_{GN} + T_{TRANS} + T_{DIST} + P_{CONEX}$$

Gráfica 14. Precio final a pagar por el consumo de gas natural para viviendas ubicadas en regiones con o sin gasoducto de transporte (US\$/MMBTU)



Fuente: Arranca Perú Gas. Propuestas para reactivar el gas natural en Perú. Artículo publicado en REVISTAENERGIA.PE (Cornejo, 2020)

Eso es lo que viene ocurriendo en el caso de las tres concesiones mencionadas anteriormente, las del Norte y Suroeste que se encuentran en operación comercial, y la concesión del Proyecto Siete Regiones que se encuentra en concurso. El diseño de estas concesiones contempla subsidios para cubrir los costos de conexión de las viviendas, por lo que el valor de la alícuota mensual por el financiamiento del costo de conexión a la red P_{CONEX} , será nulo para la mayor parte de las viviendas que se conectarán.

En cuanto a disminuir el monto a pagar por la tarifa de distribución T_{DIST} , ello dependerá en gran medida de contar con recursos para incrementar el subsidio cruzado que se requiere para financiar la construcción de la red de polietileno, como hemos visto anteriormente en el ítem 3.3, con motivo de la explicación del modelo para la determinación de las tarifas de distribución.

Como se concluyó en aquel momento, la factibilidad para subsidiar la red de polietileno exige que se pueda contar con un grupo de consumidores que puedan subsidiar a los consumidores residenciales, es decir, se requiere contar con un grupo de consumidores a los que se les puedan

aplicar tarifas por encima del costo medio en que incurre la concesión para brindarles el servicio. Ello sólo será posible, si el costo medio para brindar el servicio a los consumidores subsidiarios resulta por debajo del precio de los sustitutos.

No contar con la posibilidad de ofrecer tarifas competitivas a estos clientes con grandes consumos en capacidad de subsidiar a otros clientes, puede tornar económicamente insostenible la concesión. Esto explicaría por qué los titulares de las concesiones del Norte como del Suroeste, aluden que el descreme del mercado a consecuencia de la competencia del GNC y GNL en sus áreas de concesión, ha puesto en riesgo su subsistencia.

Al no haberse podido concretar la contratación del servicio por parte de los grandes clientes industriales, los titulares de estas concesiones no tendrían como recuperar la inversión requerida para expandir las redes de polietileno y conectar a mayor cantidad de viviendas.⁹⁵

En el caso de la concesión del Proyecto siete regiones, el diseño de la concesión contempla subsidiar la base tarifaria del servicio de distribución, que financia la expansión de la red de polietileno, otorgando ingresos extraordinarios a través de un “Mecanismo de Ingresos Complementarios”, que se cubrirán con fondos provenientes del SISE⁹⁶.

Como alternativa, una propuesta interesante ha sido presentada recientemente al MEM por las concesionarias de las regiones del interior, Contugas (Ica), Quavii (Norte) y Naturgy (Suroeste), según sostiene el artículo “Urgen medidas de emergencia para distribución de gas natural en regiones”, publicado en la REVISTAENERGIA.PE (Gómez, 2020).

La propuesta, consistente en la reformulación del marco regulatorio a fin de determinar una tarifa nivelada -o tarifa “estampilla”- para todas las concesiones de distribución de gas natural a nivel nacional, ha sido acompañada de un informe elaborado por una consultora internacional de amplia experiencia, que trata con profundidad el impacto y las opciones para su implementación.

Se busca, en líneas generales, que todas las concesiones de distribución de gas natural existentes a nivel nacional compartan, tanto los costos de construcción de las redes de distribución, así como también los ingresos por parte de los consumidores de los distintos segmentos. Las concesiones del interior se beneficiarían al poder ampliar su espectro de consumidores subsidiarios, provenientes de la gran demanda de consumidores industriales y termoeléctricas ubicados en la concesión de Lima

⁹⁵ Mediante comunicado emitido los primeros días de setiembre de 2020, Naturgy ha anunciado su decisión de resolver el contrato de concesión. Según sostiene la empresa, la decisión adoptada se motiva en la falta de coherencia en la Política de masificación de gas natural promovida por el Estado Peruano, lo que ha conllevado a la inviabilidad de la concesión debido a problemas estructurales entre los que destacan: i) la falta de competitividad de las tarifas; ii) la inadecuada regulación de la comercialización de GNC y GNL; y, iii) la ausencia de infraestructura de transporte de gas natural en la zona sur del país.

⁹⁶ Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos, creado mediante Ley N° 29852.

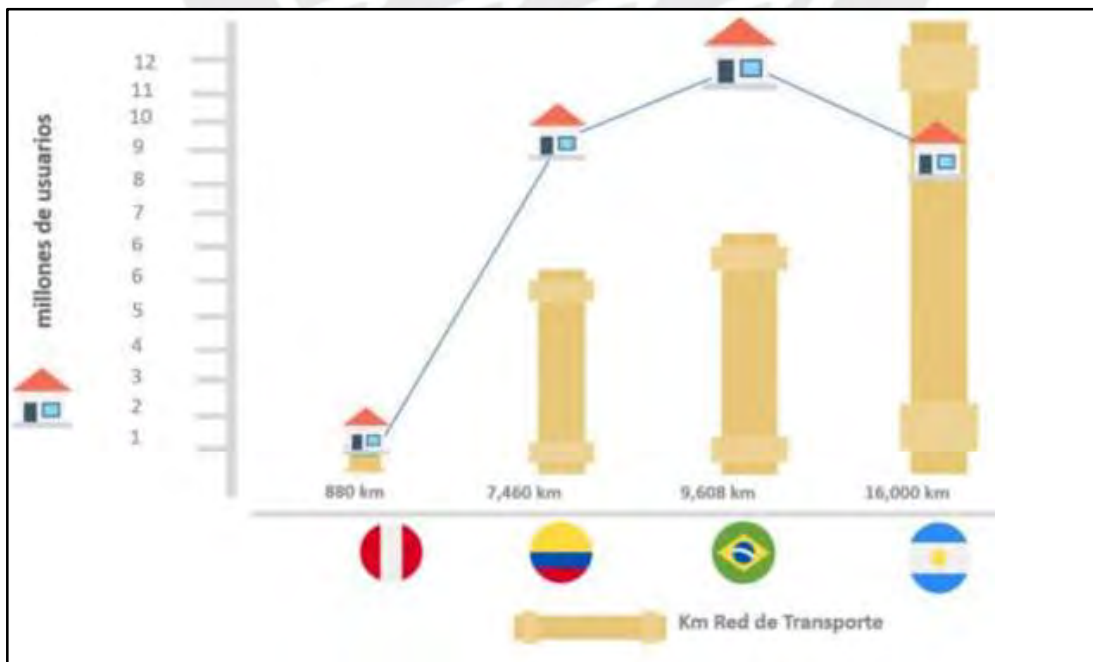
y Callao.

De esta manera, las viviendas pertenecientes a las concesiones del interior resultarían favorecidas con reducciones sustantivas en la tarifa de distribución a pagar. Por otro lado, en tanto no representen un número significativo respecto del total de consumidores, su impacto en el aumento de las tarifas a pagar por los consumidores de los otros segmentos subsidiados, no sería tan significativo, pudiendo estar en el orden de entre un 3 a 5% (OSINERGMIN, 2012).

Los gasoductos virtuales parecieran erigirse como un mecanismo viable para concretar la masificación del uso de gas natural por las viviendas ubicadas en las regiones del interior, la gran mayoría de ellas alejadas del gasoducto de transporte. Su aplicación pareciera ser conveniente con algunos ajustes que se han expuesto en los párrafos precedentes. Sin embargo, se requiere inyectar fondos para subsidiar permanentemente los costos del transporte virtual por lo que su aplicación no puede extenderse significativamente.

En ese sentido, el transporte virtual para alimentar redes de distribución de gas natural debe ser visto como una solución transitoria en tanto se expande la red convencional de transporte (gasoductos) y no verse como una respuesta definitiva. Al respecto resulta oportuno hacer notar que la experiencia en otros países, en donde la masificación del gas natural ha tenido éxito, se partió del supuesto de contar con una red de transporte consolidada en la mayor parte del territorio nacional, como se aprecia en la Gráfica 15.

Gráfica 15. Kilómetros de gasoductos convencionales de transporte en otros países de la región



Fuente: Bacci (2020, p. 27).

Por otro lado, el desarrollo de la red convencional de transporte requiere de cuantiosas inversiones para financiar megaproyectos de costos hundidos en infraestructura (gasoductos), que representan grandes riesgos para cualquier inversionista. Se necesita estudiar con mucho cuidado el diseño de la concesión de transporte, de la mano con la oferta de gas natural existente y la demanda prevista, al igual que se hizo para traer el gas natural a Lima. Otro camino por analizar es que el estado asuma temporalmente el riesgo en la etapa de construcción y, posteriormente, concesionar la operación del activo a través de una empresa privada.



CONCLUSIONES

1. **El uso de gas natural se ha incrementado en el segmento residencial.** En los últimos años se presentan avances significativos en la velocidad con la que se vienen incorporando nuevos clientes del segmento residencial al servicio de distribución de gas natural por red de ductos, especialmente en la concesión de Lima y Callao. Sin embargo, la percepción por parte de los interesados en general es que la masificación está llevando más tiempo del que se hubiese esperado.
2. **Evaluar el éxito o fracaso de la masificación del gas natural, puede ser algo subjetivo.** La decisión de consumir una cierta fuente de energía (electricidad, hidrocarburos, carbón, etc.), o de sustituir el uso de una fuente de energía por otra, depende de la disponibilidad y el precio relativo de cada fuente de energía, así como de la calidad del servicio por parte del proveedor que la ofrece, y el costo inicial de entrada, o costo de conexión. Los mercados de combustibles están sumamente interrelacionados, no se puede analizar el desempeño de la industria de gas natural -evaluar la oferta, la demanda, el precio, las inversiones, etc.- sin tener presente la existencia de otros mercados, GLP, biomasa, energías no convencionales e inclusive la electricidad, y definir cuál debería ser el aporte de las distintas fuentes de energía, en el objetivo de alcanzar el acceso universal a la energía en el país.

En general, no es posible evaluar el desempeño de algo, si no se definen previamente objetivos y metas por alcanzar. En ese sentido, cualquier evaluación para medir el éxito o fracaso de la masificación del gas natural, puede resultar subjetiva, ya que no se difunden por parte de la autoridad, referencias que determinen claramente, en el mediano y largo plazo, niveles de masificación que han de considerarse como aceptables.

3. **La distribución de gas natural es un monopolio sujeto a competencia.** El servicio público de distribución de gas natural por red de ductos es un monopolio cuyo producto está sujeto a la competencia con otros combustibles, que se constituyen como productos sustitutos, en cada uno de los segmentos de consumidores que componen el mercado de gas natural: residencial y comercial, industrial, generadoras termoeléctricas y gas natural vehicular. Para el caso de las viviendas ubicadas en zonas urbanas, el combustible sustituto es el GLP que se comercializa envasado en balones.

La metodología que se emplea para la fijación de las tarifas de distribución, además de proveer al concesionario de ingresos que permitan cubrir el costo en que incurre para solventar las actividades requeridas para brindar el servicio a los consumidores de todos los segmentos,

considera la determinación de la tarifa de distribución aplicable a cada segmento de consumidores en base al límite máximo que el precio total del gas natural tendría, dado por el precio del combustible sustituto. En este punto, se puede decir que la metodología refleja el criterio racional que seguiría una empresa privada sin una regulación específica, ya que existen incentivos para mantener la competitividad.

4. **La masificación del gas natural requiere poner el servicio a disponibilidad de las viviendas, a un precio asequible.** Para incorporar viviendas al servicio de gas natural se requiere, por un lado, contar con la “disponibilidad” del servicio, es decir, se necesita expandir el alcance de la red de polietileno a fin que la mayor cantidad de viviendas cuenten con red en frente (cobertura). Por otro lado, se requiere que exista “asequibilidad”, es decir, ofrecer tarifas competitivas para que los consumidores prefieran el gas natural en lugar de otros combustibles sustitutos (GLP envasado en balones). Ambas condiciones -disponibilidad y asequibilidad- deben cumplirse simultáneamente para que cada consumidor residencial se conecte, no basta sólo una de ellas. Cada uno de los mecanismos de promoción para la masificación actúa sobre la “disponibilidad” de la red de polietileno (cobertura), o sobre la “asequibilidad” del servicio, o sobre ambos.
5. **Llevar el gas natural a los consumidores residenciales requiere la existencia de otros consumidores subsidiantes.** La tarifa que se fija para los consumidores residenciales agrupados en la categoría A, es menor al costo medio de la red de polietileno, por esta razón los ingresos de distribución obtenidos considerando solo a los consumidores de esta categoría, no cubren los costos para el desarrollo de las redes que se requieren para poder atenderlos. En el caso de los usuarios agrupados en el resto de las otras categorías, que se conectan a través de la red de acero, se produce una renta superior al costo medio, que permite compensar el déficit y cubrir de esta forma el costo de toda la red de distribución, polietileno y acero, lo que se constituye como un subsidio cruzado. Un aspecto central a tener en cuenta es que la factibilidad para aplicar este mecanismo exige que se pueda contar con un grupo de consumidores que puedan subsidiar a los consumidores residenciales, es decir, se requiere contar con un grupo de consumidores a los que se les puedan aplicar tarifas por encima del costo medio en que incurre la concesión para brindarles el servicio.

6. **La masificación del segmento residencial no fue la prioridad al inicio de la primera concesión.** El diseño de la concesión de distribución de Lima y Callao estuvo enfocado, al menos en un inicio, en la consolidación del consumo de gas natural por parte de los segmentos de mayor relevancia en cuanto al volumen de gas natural que demandan, como son la generación termoeléctrica y la gran industria. Los mecanismos para promover la masificación del gas natural en el segmento residencial se fueron introduciendo, progresivamente, finalizada una etapa inicial que transcurrió aproximadamente hasta el cuarto año desde la puesta en operación comercial.

La subordinación de la masificación del segmento residencial en favor de otros objetivos, se reflejó asimismo en la falta de coordinación respecto a otros temas que inciden también en la velocidad de conexión de las viviendas, tales como el cobro de tasas de acceso que impusieron los gobiernos locales como requisito para autorizar a los propietarios la conexión de sus predios a las redes de distribución de gas natural, o la falta de una normativa que exigiese que las nuevas viviendas a construirse en zonas donde se contase con redes de distribución, incorporasen las instalaciones internas de gas natural durante su construcción.

7. **Se han evaluado los mecanismos para la promoción de la masificación.** Se han evaluado cada uno de los mecanismos que se vienen utilizando para la promoción de la masificación en el segmento residencial. Los resultados destacan la Selección del Operador y la TUD, como los mecanismos con mayor influencia para la masificación. Asimismo, se han identificado oportunidades de mejora para los distintos mecanismos, en especial en lo que concierne a la implementación de los Planes Quinquenales y a la aplicación de subsidios provenientes del FISE, a través del programa BonoGas residencial. La Tabla 7 muestra la comparación del impacto de los mecanismos sobre la velocidad de conexión de las viviendas.
8. **La masificación se ve facilitada -o limitada- por la capacidad de los operadores de las concesiones de distribución.** La Selección del Operador actúa de forma directa e indirecta sobre la velocidad de conexión de las viviendas. En caso se elija un operador con gran experiencia, esta le permitirá mejorar la estrategia y acciones que están bajo su control directo (promociones, campañas de marketing, etc.) y, por otro lado, gracias a su mayor capacidad propositiva, puede promover ante el concedente y el regulador, otras medidas que también podrían tener gran impacto en la masificación.

Si el diseño de la concesión propone como objetivo primordial la masificación del uso del gas natural en el segmento residencial, la idoneidad del operador debiera considerar, además de los aspectos técnicos concernientes a la seguridad para construir y operar las redes de distribución, contar con experiencia previa conectando nuevos clientes residenciales en mercados que recién se encuentren en desarrollo. No es lo mismo tener experiencia operando sistemas de distribución ya consolidados, por muy grandes que estos sean, que afrontar el desarrollo de una concesión que requiere de conectar nuevos clientes, ya que se requiere de habilidades que permitan conocer la competencia frente a otros combustibles sustitutos y desarrollar estrategias que logren vencer obstáculos culturales que se constituyen en barreras para la conexión de los clientes, a fin de persuadirlos de optar por el gas natural.

9. **Existen oportunidades para mejorar la forma cómo se vienen empleando los Planes Quinquenales como mecanismo para promover la masificación.** La conceptualización de los planes quinquenales como elemento facilitador para expandir las redes de distribución es un mecanismo bastante conveniente, pues permite la participación activa del MEM, el ente rector de la política energética nacional, así como del concesionario, en tanto actor responsable por la ejecución del plan, así como también del regulador, con la finalidad de evaluar las inversiones que se necesitan realizar, y reconocerlas en la medida que resulten eficientes. A partir del año 2015 se puso mayor énfasis en la fiscalización y sanción de incumplimientos de los planes quinquenales, lo cual provocó el efecto contrario al que se buscaba originalmente, ocasionando una disminución en los metrados de las redes a construir, y las inversiones asociadas.

En el año 2018, mediante el Decreto Supremo N° 037-2018-EM se corrigió parcialmente el excesivo nivel de regulación que se introdujo en el 2015, pero, subsisten todavía otros temas que trastocan conceptos regulatorios que pueden desincentivar la eficiencia, tales como el de las liquidaciones anuales y quinquenales, las cuales, debido a su naturaleza, pueden desincentivar la búsqueda de eficiencias por parte del concesionario, o pueden incluso generar incentivos perversos para una inversión ineficiente, ya que el operador no obtendría beneficios por alcanzar un mejor aprovechamiento de las redes de distribución.

10. **Existen oportunidades de mejora para incrementar la eficiencia en el uso de los recursos provenientes del FISE.** El otorgamiento de subsidios del FISE a través del Programa BonoGas residencial para la conexión de viviendas ha tenido un gran impacto en la masificación. Se calcula que al cierre del año 2019, transcurridos tres años desde que se puso en práctica, más de la mitad de los consumidores residenciales que reciben el servicio se han beneficiado en alguna medida de este mecanismo. Sin embargo, existen problemas de focalización para la identificación de los beneficiarios del subsidio, debido a la metodología para la asignación del bono, que “mete en una misma bolsa” todas las viviendas ubicadas dentro de la misma manzana.

Otra oportunidad de mejora para el funcionamiento del programa BonoGas es la forma cómo se viene determinando el monto a reconocer por la construcción de la instalación interna, lo cual se hace en base a un costo estimado por el OSINERGMIN como tope máximo. Al ser la construcción de la instalación interna un mercado libre, el FISE celebra convenios con instaladores internos que en teoría pueden competir ofreciendo a los beneficiarios precios por debajo del costo fijado como tope máximo. En la práctica, es muy difícil que ocurra competencia debido a la participación de los concesionarios a través de la subcontratación de instaladores internos, compitiendo con otros instaladores internos independientes, sobre los cuales tienen ventajas que les permitirían ejercer una posición de dominio.

11. **Se requieren ajustes para sostener la masificación del segmento residencial en las regiones que se abastecen de gas natural a través de gasoductos virtuales.** Las concesiones de distribución en ciudades del interior con redes de distribución de gas natural que no se encuentran conectadas físicamente a los gasoductos de transporte convencionales, se vienen atendiendo a través de sistemas de transporte virtual (camiones cisterna). Para subsidiar la red de polietileno que atiende a los consumidores residenciales, se requiere contar con un grupo de consumidores industriales a los que se les puedan aplicar tarifas por encima del costo medio en que se incurre para brindarles el servicio, a través de la red de acero.

La competencia con el GNC y GNL debido a la concurrencia en las áreas de concesión, aunado al mayor costo total final a trasladar al consumidor industrial, en comparación con el costo total final si dicho consumidor estuviese ubicado en una red de distribución conectada directamente a un gasoducto convencional (tubería) de transporte, reducen los recursos disponibles para financiar el subsidio cruzado que se necesita para expandir las redes de polietileno, desde donde se conectan las viviendas. Se requieren ajustes para sostener la masificación del segmento residencial en estas regiones.

RECOMENDACIONES

1. **Definir metas para la masificación del gas natural a lo largo del tiempo en el marco de un plan integrado que brinde acceso universal a la energía para toda la población.** Si bien existe un claro compromiso del estado para alcanzar el acceso universal a la energía por parte de toda la población, según ha quedado establecido en la Política Energética Nacional 2010-2040, hacen falta profundizar estudios para determinar cuál debería ser la contribución por parte de las fuentes de energía -electricidad, gas natural, GLP, energías no convencionales- disponibles en las distintas regiones del país, estableciendo metas a lo largo del tiempo para la masificación del gas natural, así como también para el uso de las otras fuentes de energía.
2. **Reevaluar la aplicación de liquidaciones a los Planes Quinquenales.** Se deben reevaluar las disposiciones que contravienen la naturaleza prospectiva que debería considerarse en general para la fijación de las tarifas de distribución, tales como la aplicación de liquidaciones anuales y quinquenales a los planes de inversión para la expansión de las redes de distribución, ya que su aplicación puede generar incentivos perversos para realizar inversiones ineficientes, en vista que el operador las podrá recuperar vía las liquidaciones. En contraposición, en caso de alcanzar mayor eficiencia por un mejor aprovechamiento de las redes de distribución, el operador no se podría apropiarse de alguna parte de los beneficios obtenidos.
3. **Mejorar la focalización para la asignación de subsidios del programa BonoGas residencial (FISE).** Se recomienda analizar alternativas que permitan incorporar criterios de elegibilidad en base a una evaluación individualizada de la situación socioeconómica de cada hogar, en lugar de la metodología actual que considera el nivel promedio de la manzana en la que se ubica. Para que las medidas de control no incrementen los costos administrativos para la identificación de los beneficiarios, se recomienda el uso de indicadores relacionados con la información proveniente del Sistema de Focalización de Hogares (SISFOH).
4. **Licitación de la contratación del Servicio Integral de Instalación Interna por parte del FISE.** Planificar progresivamente el desarrollo de las licitaciones para la contratación del Servicio Integral de Instalación Interna por parte del Administrador del FISE, que se encuentran contempladas en el inciso iii) del numeral 10.5 del artículo 10 del Reglamento de la Ley N° 29852, que creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, con el fin de incentivar una mayor competencia entre los instaladores internos registrados ante el OSINERGMIN y, de esta manera, acercarse a un precio que represente, de la mejor manera posible, el verdadero costo del servicio.

5. **Desarrollar la oferta de instaladores internos.** Identificar e implementar medidas para mejorar la calidad de la construcción y fomentar mayor competencia entre los instaladores. Entre las probables medidas sugerimos:

- Promover la capacitación de personal técnico y profesional en todas las regiones donde operan concesiones de distribución de gas natural, mediante la obtención de fondos de apoyo para el financiamiento de cursos de diseño, construcción, reparación y mantenimiento de instalaciones internas;
- Adecuar el marco normativo para que las empresas que financien a los consumidores la construcción de la instalación interna, puedan incluir el cobro de las alícuotas en los recibos que mensualmente emite la concesionaria de distribución por el consumo de gas natural, brindando así las mismas condiciones para la recuperación del capital a todas las empresas que ofrezcan el servicio de financiamiento⁹⁷;
- Homogenizar el respaldo y garantía post-venta que se brinda a los consumidores por los trabajos de construcción por parte de todos aquellos instaladores internos que suscriban convenios con el FISE, sea que se trate de instaladores independientes o de instaladores que trabajan subcontractados por la empresa concesionaria.

6. **Modificar la normativa para la construcción de viviendas.** Modificar el Reglamento de Licencias de Habilitación Urbana y Licencias de Edificación, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 024-2008-VIVIENDA, incluyendo como un requisito para el otorgamiento de la licencia de construcción, la implementación de instalaciones internas durante la etapa de construcción. Ello siempre que se trate de edificaciones que se encuentren ubicadas en zonas en las cuales las empresas concesionarias de distribución de gas natural cuenten -o tengan previsto contar en el corto plazo- con infraestructura para brindar el servicio de distribución.

7. **Tarifa Estampilla.** Se deben analizar con verdadero sentido de premura, alternativas que permitan sostener la masificación del segmento residencial en las regiones que se abastecen de gas natural a través de gasoductos virtuales, tal como la reformulación del marco regulatorio a fin de determinar una tarifa nivelada -o tarifa “estampilla”- para todas las concesiones de distribución de gas natural a nivel nacional, presentada recientemente al MEM por las

⁹⁷ Actualmente cuentan con esta ventaja para recuperar el financiamiento de la parte no subsidiada, el Concesionario de Distribución y el FISE, este último en los casos que no otorga subsidio por el total del costo de la instalación interna, como resulta en el caso de los consumidores de estrato medio bajo (recuperación del financiamiento del 25% del costo de la instalación interna) o medio (recuperación del 50% del costo de la instalación interna).

concesionarias de las regiones del interior, Contugas (Ica), Quavii (Norte) y Naturgy (Suroeste). No sostener la masificación en las regiones del interior daría un mensaje nefasto en contra de la descentralización y contribuiría a seguir promoviendo la emigración hacia la capital, aumentando el “distanciamiento” entre los pobladores de las provincias frente a los de la capital, peruanos todos.

8. Necesidad de Visión Integradora:

Como paso previo se necesita desarrollar una visión integradora u holística para analizar los temas relacionados a la provisión de energía. Las políticas, objetivos, lineamientos y estrategias que se plantean en los instrumentos de planificación energética nacional: la Política Energética Nacional 2010-2040, así como el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022, requieren flexibilidad para la adopción de mecanismos que se ajusten a la medida de cada región y por otro lado, no perder de vista el escenario nacional.

El funcionamiento del sector energía demanda la participación de muchos actores en general, entre los principales para el caso de la masificación del gas natural podemos contar al MEM, al MVCS, al FISE, los gobiernos regionales, los gobiernos locales, el OSINERGMIN, PROINVERSIÓN, los productores, el transportista, PERU LNG, los operadores de transporte virtual, los concesionarios de distribución, los promotores inmobiliarios, los instaladores internos, los usuarios, entre otros.

La masificación requiere un marco de atribuciones e incentivos que armonice los intereses de todos los interesados que intervienen. Al respecto cabe revisar previamente, si el marco legal y normativo existente, así como la estructura organizacional en las instituciones mencionadas⁹⁸, asegura esta armonía que permita planificar políticas y sostenerlas en el largo plazo. Luego de ello, podremos estar en mejores condiciones para afrontar la masificación, evaluar el desempeño de los mecanismos implementados, y hacer los ajustes necesarios para promoverla.

⁹⁸ Cabe preguntarse por ejemplo, si resultó conveniente la decisión adoptada en el año 2017, de separar el Viceministerio de Energía en dos áreas orgánicas, un Viceministerio de Electricidad y otro Viceministerio de Hidrocarburos, dos subsectores que están profundamente interrelacionados.

Referencias bibliográficas

Bibliografía

- ARPEL. (2016). *Tendencias del Sector Gas Natural en América Latina y el Caribe*.
http://oilproduction.net/files/ej02_2016_tendencias_del_sector_gas_natural_en_alc.pdf
- Berg, A. G., & Ostry, J. D. (2017). Inequality and Unsustainable Growth: Two Sides of the Same Coin? *IMF Economic Review*, 65(4), 792–815. <https://doi.org/10.1057/s41308-017-0030-8>
- Bhattacharyya, S. (2011). Energy economics. En *Concepts, Issues, Markets and Governance*. Springer-Verlag London Limited. <https://doi.org/10.1016/b978-075067136-1/50032-9>
- Consortio, R.G. Consultores, ARCAN Ingeniería y Construcciones, & CENERGÍA. (2012). *Elaboración de la nueva matriz energética sostenible y evaluación ambiental estratégica, como instrumentos de planificación*.
http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/eficiencia_energetica/publicaciones/guias/Informe_completo_Estudio_NUMES.pdf
- Dammert, A., & García, R. (2017). *Economía de la energía* (Fondo Editorial PUCP (ed.); 1a ed.). Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., Nadal, G., & Contreras, R. (2019). *Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina: aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles (LC/TS.2019/23)*.
https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44596/1/S1801057_es.pdf
- Díaz, D. (2012). La Economía de la Energía. Una introducción teórica al análisis costo-beneficio y la asignación eficiente de los recursos. *Kairos: Revista de temas sociales*, N° 30.
<https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4348071.pdf>
- Espinoza, L. (2005). *Principios económicos del sector de gas natural*. GART - OSINERG.
<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFH/PUBLICACIONES/PrincipiosEconomicosdelSectordeGasNatural.pdf>
- Espinoza, L. (2009). Las Tarifas de Distribución de Gas Natural en el Perú. Marco Conceptual. *La Revista del Gas Natural*, 1, 188–203.
- Fondo de Inclusión Social Energético - FISE. (2020). *CONSTRUYENDO EL FUTURO CON ENERGÍA*. <http://www.fise.gob.pe/pags/PublicacionesFISE/Documento-de-gestion-FISE-2019.pdf>
- Foster, V. (2004). *Subsidios: Aprendiendo de la experiencia*.
- GART - División de Gas Natural. (2014). *Informe N° 0132-2014-GART. Plan de Conexión de Clientes Residenciales con Costos de Promoción*.
<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2014/Informe-No.0132-2014-GART.pdf>
- Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. (2008). *Regulación del Gas Natural en el Perú. Estado del Arte al 2008*. OSINERGMIN.
http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

- González, A., Salazar, C., & Balarezo, A. (2018). *Informe de Resultados. Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía - 2016*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/ERCUE/Reporte-ERCUE-2016.pdf
- GRT - División de Gas Natural. (2018). *Informe N° 0182-2018-GRT. Determinación de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural aplicables a la Concesión de Lima y Callao para el Período 2018-2022*. <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2018/Informe-Tecnico-182-2018-GRT.pdf>
- Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI. (2018). *Perú: Características de las viviendas particulares y hogares. Acceso a servicios básicos*. Censos Nacionales 2017: XII de Población, VII de Vivienda y III de Comunidades Indígenas.
https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1538/Libro.pdf
- International Energy Agency. (2012). *Energy Technology Perspectives 2012 (Pathways to a Clean Energy System)*. En *Energy Technology Perspectives*.
<https://webstore.iea.org/download/direct/665>
- International Energy Agency. (2014). *Energy Technology Perspectives 2014 (Harnessing Electricity's Potential)*. En *Energy Technology Perspectives*.
<https://webstore.iea.org/download/direct/439>
- Meier, P., Tuntivate, V., Barnes, D. F., Bogach, S. V., & Farchy, D. (2010). *Perú Encuesta Nacional de Consumo de Energía a Hogares en el Ambito Rural. Energía y pobreza*, 190.
<http://documentos.bancomundial.org/curated/es/226171468294327057/Peru-Encuesta-nacional-de-consumo-de-energ-237-a-a-hogares-en-el-ambito-rural>
- Murillo, V., García, E., Carcausto, D., & Inocente, J. (2014). *PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL LOGRO DEL ACCESO UNIVERSAL A LA ENERGÍA EN EL PERÚ*.
http://www.fise.gob.pe/pags/PublicacionesFISE/PM_Logro_Acceso_Universal_Energia_Peru.pdf
- Navas-Sabater, J., Dymond, A., & Juntunen, N. (2002). *Telecommunications and Information Services for the Poor* (Núm. 432).
<http://documents.worldbank.org/curated/en/496311468739312956/pdf/multi0page.pdf>
- Oestmann, S., & Dymond, A. (2009). *Acceso y Servicio Universal (ASU)*. En Intelecon (Ed.), *Conjunto de herramientas para la reglamentación de las TIC*.
http://www.ictregulationtoolkit.org/action/document/download?document_id=3733
- Olazábal, C. (2019). *Análisis de la concurrencia entre las actividades de distribución de gas natural por ductos y comercialización de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuefactado (GNL) en el interior del país y su compatibilidad con la política energética de masif*. Pontificia Universidad Católica del Perú.
- OSINERGMIN. (2012). *Masificación del gas natural en el Perú. Hoja de ruta para acelerar su desarrollo*. En *Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - GART*.
http://enernews.com/media/briefs/MasificaciynZdelZgas_441.pdf
- Ramírez, R. (2013). *Acceso a la tecnología de las cocinas de avanzada y la leña en las zonas rurales y su rol en la inclusión energética en el Perú*.
https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/CongresoInternacional/archivos/VIERNES_31/SALA1/18.ROSENDO_RAMIREZ-ACCESO_A_LA_TECNOLOGIA_DE_LAS_COCINAS_DE_AVANZADA.pdf

- Rehfuess, E. (2007). *Energía doméstica y salud: combustibles para una vida mejor*.
https://www.who.int/airpollution/publications/fuelforlife_es.pdf?ua=1
- Salvador, J. (2011). Acceso universal a la energía en el Perú - Reto y realidad. *GN - La Revista del Gas Natural*.
http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/51.pdf
- Serway, R. A., & Jewett, J. W. (2018). *Física para ciencias e ingeniería 1* (10a ed.). Cengage.
<http://www.ebooks7-24.com.ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/stage.aspx?il=6900&pg=&ed=>
- Solbes, J., & Tarín, F. (2008). Generalizando el concepto de energía y su conservación. *Didáctica de las ciencias experimentales y sociales*, 22, 155–180. <https://doi.org/10.7203/dces..2415>
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & García, R. (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*.
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf
- Unidad de Supervisión de Distribución de Gas Natural. (2017). *MASIFICACIÓN DEL USO DE GAS NATURAL A NIVEL NACIONAL*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gas_natural/Documentos/Publicaciones/Informes/Masificacion-GN-informe-abril-2017.pdf
- Vásquez, A., García, R., Quintanilla, E., Salvador, J., & Orosco, D. (2012). Acceso a la Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política. En *Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN* (Documento de Trabajo N° 29).
- Vera, M. (2008). Plan de Masificación del Gas Natural en Colombia. *Seminario CEPAL: Crisis Alimentaria y Energética*.
<https://www.cepal.org/noticias/paginas/7/33937/MarcAVeraDiazANDESCO.pdf>

Legislación y normativa regulatoria

Resolución OSINERGMIN N° 086-2014-OS/CD, (2014).

Resolución OSINERGMIN N° 055-2018-OS/CD, (2018).

Resolución OSINERGMIN N° 129-2019-OS/CD, (2019).

Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, (1999).
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Ley N 27133.pdf>

Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, (2012). <http://www.fise.gob.pe/descargas/normas/1. Ley N° 29852.pdf>

OSINERGMIN. (2011). *Contrato BOOT Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao*.
http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/TO_BOOT_Concesion_de_la_Distribucion_de_Gas_Natural_por_Red_de_Ductos_en_Lima_y_Callao.pdf

Reglamento de la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 040-99-EM (1999).
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/DS-040-99-EM.pdf

Dictan normas para promover el consumo masivo de gas natural. Decreto Supremo N° 063-2005-EM, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 063-2005-EM (2005).
<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/738524-063-2005-em>

Aprueban modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88. Decreto Supremo N° 064-2006-EM, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 064-2006-EM (2006). [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/Legislacion/Contratos_y_Convenios_DGH_\(Actualizado_oct._2010\)/CONTRATO_DE_LICENCIA_LOTE_88/7_DS_N°_064-2006-EM.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/Legislacion/Contratos_y_Convenios_DGH_(Actualizado_oct._2010)/CONTRATO_DE_LICENCIA_LOTE_88/7_DS_N°_064-2006-EM.pdf)

Modifican el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado mediante DS N° 042-99-EM, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 014-2008-EM (2008).
<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dgh/legislacion/ds14-2008.pdf>

Modifican el Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM y dictan disposiciones para unificar procedimientos tarifarios, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 048-2008-EM (2008).
<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/ogp/legislacion/ds048-2008.pdf>

Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 040-2008-EM (2008).
[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Decreto Supremo N 040-2008-EM\(3\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Decreto_Supremo_N_040-2008-EM(3).pdf)

Modifica el Decreto Supremo N° 048-2008-EM, sobre Disposiciones para Unificar Procedimientos Tarifarios de Ductos de Gas Natural, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 082-2009-EM, 406340 (2009).
http://www.gacetajuridica.com.pe/servicios/normaspdf_2009/Noviembre/21-11-2009.pdf

Peru. Ministerio de Energía y Minas. (2010). *Aprueban Adenda al Contrato BOOT de Concesión de Distribución en Lima y Callao* (Resolución Suprema N° 037-2010-EM). El Peruano. Normas Legales.

[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/Legislacion/Contratos y Convenios DGH \(Actualizado oct. 2010\)/CALIDDA/9. RS N° 037-2010-EM.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/Legislacion/Contratos_y_Convenios_DGH_(Actualizado_oct._2010)/CALIDDA/9_RS_N°_037-2010-EM.pdf)

Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, Pub. L. No. DECRETO SUPREMO N° 064-2010-EM, Diario Oficial El Peruano (2010).

MODIFICACIÓN DEL TEXTO ÚNICO ORDENADO DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS APROBADO MEDIANTE DECRETO SUPREMO N° 040-2008-EM, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 009-2012-EM (2012). http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS_009-2012-EM.pdf

Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022, Pub. L. No. Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM, 495589 (2013).

Modifican e incorporan disposiciones vinculadas a la distribución y transporte de gas natural y emiten otras disposiciones, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 017-2015-EM, 555203 (2015).

Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y emite otras disposiciones vinculadas a la masificación del gas natural, Pub. L. No. DECRETO SUPREMO N° 010-2016-EM (2016). <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/902477/DS-010-2016-EM.pdf>

Dictan medidas para la ejecución de obras y el cumplimiento del plan quinquenal de inversiones y planes anuales para la prestación del servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Pub. L. No. Decreto Supremo N° 037-2018-EM (2018).

Artículos de opinión, entrevistas a especialistas e información proporcionada por las empresas concesionarias de distribución

- Bacci, P. (2020, julio). Contugas y la distribución de gas natural en la región Ica. *REVISTAENERGIA.PE*, 19(Distribución de Gas Natural en el Perú-La agenda pendiente), 26–29. <https://es.calameo.com/read/000557383d1fa5d234fe9>
- Cornejo, W. (2020, junio). Arranca Perú Gas. Propuestas para reactivar el gas natural en Perú. Mucho gas contratado no utilizado. *REVISTAENERGIA.PE*, 18(Oportunidades para desarrollar el sector hidrocarburos peruano), 63–66. <https://es.calameo.com/read/0005573832f53efb2eed7>
- Gómez, G. (2020, junio). Urgen medidas de emergencia para distribución de gas natural en regiones. *REVISTAENERGIA.PE*, 18(Oportunidades para desarrollar el sector hidrocarburos peruano), 60–62. <https://es.calameo.com/read/0005573832f53efb2eed7>
- Olazábal, J. (2018, julio 30). El Osinergmin nos cambió las reglas de juego. Entrevista. *La República*. <https://larepublica.pe/economia/1288773-osinergmin-cambio-reglas-juego/>
- Schmerler, D. (2020, enero 23). Osinergmin: Más de 500,000 hogares se benefician del gas natural gracias a BonoGas. Reportaje de Jean Pierre Fernandez. *ENERGIMINAS*. <https://energiminas.com/osinergmin-mas-de-500000-hogares-se-benefician-del-gas-natural-gracias-bonogas/>
- Suárez, M. F. (2020, junio 23). Minminas anunció que hoy se conectó al usuario 10 millones al servicio de gas natural. Reportaje de Ana María Sánchez. *La República*. <https://www.larepublica.co/economia/minminas-anuncio-que-hoy-se-conecto-al-usuario-10-millones-al-servicio-de-gas-natural-3021715>
- Cálidda. (2009). *Memoria Anual 2008*. <https://www.bvl.com.pe/eff/OE2150/20090326172102/MEOE21502008AIA01.PDF>
- Cálidda. (2015). *Reporte De Sostenibilidad 2014*.
- Cálidda. (2019). *Cálidda - Resultados al 2T2019*.
- Cálidda. (2020). *Memoria Anual 2019*. [https://www.calidda.com.pe/Inversionistas/Memoria/Memoria 2019 y Principios de BG \(ESP\).pdf](https://www.calidda.com.pe/Inversionistas/Memoria/Memoria%2019%20y%20Principios%20de%20BG%20(ESP).pdf)
- Quavii. (s/f). *Innovación en el transporte sostenible* [PPT].
- Quavii, & Promigas. (2018). *Informe del sector gas natural en Perú 2018. Cifras 2017. Tercera Edición*. http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas-Peru/ISGNPERU2018_181018_DIGITAL.pdf

Portales y páginas web

- Fondo de Inclusión Social Energético - FISE. (s/f). *FISE | Preguntas frecuentes*. FISE. Recuperado el 25 de mayo de 2020, de <http://www.fise.gob.pe/preguntas-frecuentes5.html>
- Gerencia de Regulación de Tarifas. (s/f). *Plan Anual 2020*. Recuperado el 21 de junio de 2020, de <https://agol-osinergmin.maps.arcgis.com/apps/Style/index.html?appid=b46c4b29c511489fba82c541e712dd43>
- ProInversión. (s/f). *Masificación del Uso de Gas Natural - Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali*. ProInversión. Recuperado el 25 de mayo de 2020, de <https://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=8017&SEC=22>
- United Nations. (s/f). *SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOAL 7*. Recuperado el 27 de mayo de 2020, de <https://sustainabledevelopment.un.org/sdg7>



Anexos



Anexo 1: Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022

El Peruano

Martes 28 de mayo de 2013

 **NORMAS LEGALES**

495589

el ingreso de tropas extranjeras en el territorio de la República, modificado por el artículo único de la Ley N° 28899, establece que el ingreso de personal militar extranjero sin armas de guerra para realizar actividades relacionadas a las medidas de fomento de la confianza, actividades de asistencia cívica, de planeamiento de futuros ejercicios militares, académicas, de instrucción o entrenamiento con personal de las Fuerzas Armadas Peruanas o para realizar visitas de coordinación o protocolos con autoridades militares y/o del Estado Peruano es autorizado por el Ministro de Defensa mediante Resolución Ministerial, con conocimiento del Presidente del Consejo de Ministros, quien da cuenta al Congreso de la República por escrito en un plazo de veinticuatro (24) horas tras la expedición de la resolución, bajo responsabilidad. La Resolución Ministerial de autorización debe especificar los motivos, la relación del personal militar, la relación de equipos transeúntes y el tiempo de permanencia en el territorio peruano. En los casos en que corresponda se solicitará opinión previa del Ministerio de Relaciones Exteriores; y,

Estando a lo opinado por el Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas; y de conformidad con la Ley N° 27856, modificada por la Ley N° 28899;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Autorizar el ingreso al territorio de la República, sin armas de guerra, al personal militar de la República de Chile detallado a continuación, del 10 al 14 de junio de 2013, a fin que participen en la XXVII Ronda de Conversaciones entre el Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas del Perú y el Estado Mayor Conjunto de Chile.

1. General de División	Hernán MARDONES Ríos
2. General de Brigada	Oscar MEZZANO Escanilla
3. Coronel de Aviación	Ricardo RODRIGUEZ Calvo
4. Coronel	Mauricio VALDIVIESO Castro
5. Coronel	Pedro MAYORGA Bello
6. Teniente Coronel	Sergio ESTEVEZ Valencia
7. Comandante	Rodrigo PUELMA Briones

Artículo 2º.- Poner en conocimiento del Presidente del Consejo de Ministros la presente resolución, a fin que dé cuenta al Congreso de la República en el plazo a que se contrae el artículo 5° de la Ley N° 27856, modificada por Ley N° 28899.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

PEDRO CATERIANO BELLIDO
Ministro de Defensa

942312-3

ENERGIA Y MINAS

Aprueban Plan de Acceso Universal a la Energía 2013 - 2022

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 203-2013-MEM/DM

Lima, 24 de mayo de 2013

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM publicado con fecha 24 de noviembre del 2010, se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040, en la cual se establece como Objetivos 3 y 7 “Acceso universal al suministro energético” y “Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente”, respectivamente, estableciéndose entre sus lineamientos de política, “Alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos” y “Ampliar y consolidar el uso del gas natural y el GLP en la población

del Perú”, ambos orientados a mejorar la calidad de vida de las poblaciones con menores recursos;

Que, el numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, modificado por la Ley N° 29969, dispone que el FISE se destinará, entre otros fines, a la “Masificación del uso del gas natural (residencial y vehicular) de acuerdo con el Plan de Acceso Universal a la Energía aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, según lo señalado en el numeral 8.1.”;

Que, el numeral 8.1 del artículo 8 de la Ley N° 29852, establece que para los fines de masificación del uso del gas natural, el Ministerio de Energía y Minas aprobará el Plan de Acceso Universal a la Energía, el cual 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;

Que, el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013 – 2022, 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 su 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;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley Orgánica del Sector Energía y Minas, Decreto Ley N° 25962 y el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM, modificado por los Decretos Supremos N° 026-2010-EM y N° 030-2012 EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013 - 2022

Aprobar el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013 - 2022, que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución Ministerial.

Artículo 2º.- Vigencia

La presente Resolución Ministerial entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JORGE MERINO TAFUR
Ministro de Energía y Minas

PLAN DE ACCESO UNIVERSAL A LA ENERGÍA 2013-2022

1. Introducción

En el año 2009, tras la Cumbre de Copenhague, en Dinamarca¹, el Secretario General de las Naciones Unidas constituyó un Grupo Consultivo de Alto Nivel para que asesore en temas de Energía y Cambio Climático. Dicho

¹ La XV Conferencia Internacional sobre el Cambio Climático se celebró en Copenhague, Dinamarca, del 7 al 18 de diciembre de 2009. Denominada COP 15 («15a Conferencia de las partes»), fue organizada por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), que organiza conferencias anuales desde 1995 con la meta de preparar futuros objetivos para reemplazar los del Protocolo de Kyoto, que terminó en 2012. En la conferencia se acreditaron 34.000 personas entre delegados de los 192 países miembros de la CMNUCC, expertos en clima, representantes de organizaciones no gubernamentales (ONG) y prensa. Esta cumbre fue la culminación de un proceso de preparación que se inició en Bali en 2007, con una “Hoja de Ruta” adoptada por los países miembros.

Anexo 1: Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022

495590



NORMAS LEGALES

El Peruano

Martes 28 de mayo de 2013

grupo, formado por relevantes personalidades ligadas al ámbito energético desde la esfera pública y privada, hizo público, en Abril 2010, un informe denominado "Energía para un Futuro Sostenible". En el citado informe se identifican dos prioridades claves en el ámbito energético global:

- El Acceso Universal a la Energía: 100% acceso para las necesidades básicas humanas al año 2030.
- La Mejora de la Eficiencia Energética.

A su vez, respecto a la prioridad del Acceso Universal a la Energía, ésta se concreta en dos objetivos:

- 100% de acceso a la electricidad: Iluminación, comunicación, servicios comunitarios.
- 100% de acceso a tecnologías/combustibles para cocinar y calentar: cocinas mejoradas, gas natural, GLP, biogás (biodigestores), entre otros.

Por tanto, 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. Por esta razón, el acceso universal a la energía es considerado como uno de los pilares para la lucha contra la pobreza.

Sin embargo, en el Perú el acceso a la energía presenta características especiales como son: la lejanía y poca accesibilidad de sus localidades, consumo unitario reducido, bajo poder adquisitivo de los habitantes y poblaciones dispersas; características que unidas a la falta de infraestructura vial, determinan una baja rentabilidad económica para el desarrollo de proyectos que permitan el acceso universal a la energía, lo que genera que no sean atractivos para la inversión privada y requieran de la participación activa del Estado para su implementación.

Dada esta situación, se hace necesario contar con un plan que defina los proyectos que permitan ampliar el acceso universal al suministro energético, considerando además la disponibilidad de recursos con que cuenta el país.

El Ministerio de Energía y Minas – MINEM, en su permanente preocupación de atender la demanda de energía de las poblaciones más vulnerables del país define en este documento el Plan de Acceso Universal a la Energía en el que se incluyen los objetivos y metas a alcanzar.

2. Marco Legal

- a) Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo No. 064-2010-EM.
- b) Ley No. 28749, Ley General de Electrificación Rural, y sus normas modificatorias, reglamentarias y complementarias.
- c) Ley No. 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), y sus normas modificatorias, reglamentarias y complementarias.
- d) Ley No. 29969, Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del Gas Natural, y sus normas modificatorias, reglamentarias y complementarias.

3. Objetivo General

Promover, desde el ámbito energético, un 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 su 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.

4. Objetivos Específicos

- Acceder a la electricidad. Iluminación, comunicación, servicios comunitarios²
- Acceder a tecnologías/combustibles para cocinar y calentar: cocinas mejoradas, gas natural, LPG, biogás (biodigestores)³

- Propiciar los usos productivos de la energía, tales como: mejora de productividad (bombeo de agua, mecanización, entre otros), procesando productos agrícolas para su comercialización y combustible para el transporte; en este último caso, se debe priorizar proyectos para el suministro y uso del Gas Natural (GN), en los lugares con poblaciones de menores recursos, con el propósito de promover su bienestar y del desarrollo económico en el marco de la política de "Inclusión Social".

- Los proyectos a implementarse para el acceso universal a la energía deben orientarse a la eficiencia energética.

5. Lineamientos de Política aplicables al Plan de Acceso Universal a la Energía

En concordancia con la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo No. 064-2010-EM, los lineamientos de política aplicables al Plan de Acceso Universal a la Energía son los siguientes:

- a) Alcanzar la cobertura total de los subsectores energéticos - Electricidad e Hidrocarburos.
- b) Subsidiar y/o garantizar de manera temporal y focalizada el costo de infraestructura y/o equipos de suministro de la energía en los segmentos poblacionales de bajos ingresos del Perú.
- c) Involucrar a los gobiernos regionales y locales en la formulación de los programas de suministro de energía en las poblaciones vulnerables en zonas rurales y urbanas.
- d) Impulsar el uso productivo de la energía en zonas aisladas, rurales y urbano-marginales.
- e) Priorizar e impulsar la construcción de sistemas de transporte de energía que garanticen la seguridad y confiabilidad del sistema energético nacional.
- f) Promover la inversión privada para la implementación de infraestructura energética a nivel nacional, a través de diversos mecanismos.
- g) Impulsar la construcción de infraestructura energética básica para cubrir las necesidades del servicio universal.
- h) Garantizar el transporte y suministro de Gas Natural para implementar sistemas de calentamiento en las zonas alto andinas con presencia de friaje, para reducir la mortalidad infantil y elevar la calidad de vida de las regiones con bajos recursos.

6. Recursos para la implementación del Plan de Acceso Universal a la Energía

Los recursos para la implementación del Plan de Acceso Universal a la Energía serán los siguientes:

- a) El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), creado mediante Ley No. 29852.
- b) Transferencias del Sector Público
- c) Fondos creados por el Estado
- d) Fuentes de financiamiento externo
- e) Aportes, asignaciones y donaciones
- f) Recursos a través de convenios
- g) Recursos considerados en el Plan Nacional de Electrificación Rural 2013 – 2022
- h) Otros recursos

El uso de los recursos antes mencionados debe realizarse de manera eficiente para el logro de los objetivos establecidos en el presente Plan.

7. Mecanismos para el Acceso Universal a la Energía y a la Energización Rural

Considerando la disponibilidad de recursos energéticos, con que cuenta el Perú, se prevé ampliar el acceso universal al suministro de energía y la energización rural⁴ a través de cuatro mecanismos generales:

² La XV Conferencia Internacional sobre el Cambio Climático

³ La XV Conferencia Internacional sobre el Cambio Climático

⁴ La FAO enfoca sus esfuerzos en el campo energético de una manera estrechamente ligado a la problemática general del desarrollo rural. A través de sus trabajos con el Grupo Latinoamericano y del Caribe sobre Energización para un Desarrollo Rural Sostenible - GLAERS, desarrolló el concepto mismo de la "energización" y se ha abocado a incorporarlo en planes y programas de desarrollo agrícola, forestal, pecuario y de servicios.

Anexo 1: Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022

El Peruano

Martes 28 de mayo de 2013



NORMAS LEGALES

495591

- a) Programas de Promoción de Masificación del Uso del Gas Natural
- b) Promoción y/o Compensación para el Acceso al GLP
- c) Programas de Desarrollo de Nuevos Suministros en la Frontera Energética
- d) Programas y Mejora de Uso Energético Rural.

Los mecanismos específicos, por tipo de usuario, se detallan a continuación:

7.1 Masificación del Uso del Gas Natural (Residencial y GNV)

El suministro de Gas Natural y el desarrollo de infraestructura para la distribución de Gas Natural, se podrá realizar a través de Asociaciones Público Privadas (APP) a las que se podrá garantizar ingresos que permitan recuperar los costos que no pueden ser gestionados por el inversionista, de tal forma que cubra el ingreso mensual establecido en su contrato. Los mecanismos de garantía serán especificados en cada contrato y serán aplicables hasta el plazo que para cada caso se defina en el respectivo contrato.

7.1.1 Los mecanismos específicos aplicables a la masificación del uso del Gas Natural en el sector residencial podrán ser:

- a) Subsidio al precio de venta del Gas Natural a fin de equiparlo al precio de venta en Lima.
- b) Subsidio de parte del costo total del suministro de Gas Natural para permitir en lo posible un ahorro de 20 %, del costo promedio local vigente del GLP doméstico, publicado por el INEI o por OSINERGMIN.
- c) Subsidio de parte o de la totalidad de la Tubería de Conexión o derecho de conexión, la Acometida e instalación interna; los términos escritos con mayúscula, se encuentran definidos en el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM (TURDD).
- d) Garantizar la construcción de infraestructura para el suministro de GNC, en las localidades donde se promueva proyectos de inversión privada para la masificación del GN.
- e) Otros que defina el MINEM.

7.1.2 Los mecanismos específicos aplicables a la masificación del uso del Gas Natural en el sector vehicular podrán ser:

- a) Subsidio al precio de venta del Gas Natural Vehicular (GNV) a fin de equiparlo al precio promedio de venta en Lima.
- b) Aplicación de préstamos, con facilidades, para el financiamiento de los costos de conversión de vehículos y/o la compra de vehículos nuevos que utilicen el GNV, en un período de cinco (5) años. Para lo cual se apoyará las gestiones necesarias con tal propósito.
- c) Otros que defina el MINEM.

7.1.3 Asimismo, se han considerado como actividades que fomentarán la masificación del uso del Gas Natural, entre otras, las siguientes:

- a) Suministro de Gas Natural Comprimido (GNC): Comprende la recepción del Gas Natural del sistema de transporte, tratamiento, compresión, transporte vehicular, almacenamiento y/o descompresión de Gas Natural Comprimido (GNC).
- b) Comercialización de Gas Natural Vehicular (GNV): Comprende la recepción del GNC, la compresión en la Estación de Servicio, de ser el caso, y la carga en los vehículos a GNV.
- c) Distribución de Gas Natural por Red de Ductos: Comprende la recepción del GNC, descompresión y la distribución mediante red de ductos hasta la Acometida de los consumidores finales.

7.2 Promoción y/o Compensación para el Acceso al GLP

La promoción y/o compensación para el acceso al GLP estará orientado a cilindros de GLP de hasta 10 Kg. y, de ser el caso, a granel para poblaciones

vulnerables alejadas, los mecanismos específicos para su implementación podrán ser:

- a) Entrega de vales de descuento para la compra de cilindros de GLP de hasta 10 Kg.
- b) Entrega de kits de cocinas a GLP.
- c) Otros que defina el MINEM.

Para la implementación de estos mecanismos, se podrá realizar encargos especiales a las empresas de distribución de energía eléctrica.

7.3 Desarrollo de Nuevos Suministros en la Frontera Energética

La ampliación de la frontera energética se realizará mediante programas de expansión de la red eléctrica, programas de sistemas fotovoltaicos rurales (solar home systems) y otros que defina el MINEM, considerando para ello las necesidades humanas básicas y concretas (salud, educación y otros), la factibilidad técnica en el uso del recurso energético y la viabilidad económica del mismo.

Los mecanismos específicos para el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética podrán consistir en:

- a) La aplicación de subsidios de parte o de la totalidad del costo de sistemas fotovoltaicos (considerando Iluminancia, eficiencia y tiempo de vida útil), focalizados a usuarios de poblaciones más vulnerables.
- b) La aplicación de subsidios de parte o de la totalidad del costo de biodigestores o tecnología equivalente, focalizados en poblaciones vulnerables, en las que podrá implementarse proyectos para uso productivo.
- c) Otros que defina el MINEM.

7.4 Programas de Mejora de Uso Energético Rural

Es de suma importancia para el MINEM mejorar el uso energético rural, en aquellas localidades donde están ubicadas las poblaciones más vulnerables, a las que se llegará a través de diversos programas, orientados a mejorar su calidad de vida.

Los mecanismos específicos para mejorar el uso energético rural, podrá consistir en:

- a) La aplicación de subsidios de parte ó la totalidad del costo de instalación de cocinas mejoradas o tecnología equivalente en zonas rurales.
- b) La formulación de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio - MDL para la sostenibilidad de las cocinas mejoradas instaladas.
- c) La aplicación de subsidios de parte o la totalidad del costo de instalación de calentadores solares o tecnologías equivalentes.
- d) Otros que defina el MINEM.

8. Población Objetivo

Para cada mecanismo, la población objetivo será la siguiente:

8.1 Masificación del Uso del Gas Natural

Las poblaciones objetivo son aquellas localidades ubicadas en el área de influencia de los sistemas de transporte de Gas Natural, sean éstos por Ductos, GNC o GNL, que a la fecha vienen operando y que se prevé entren en operación en los próximos diez (10) años, priorizando la población de menores recursos para uso residencial y vehicular. Se procederá a ubicar primero las localidades dentro de ciudades definidas por el MINEM con el apoyo de los gobiernos locales y regionales, de tal forma de desarrollar la cultura del Gas Natural, y a la vez utilizar la sinergia del GNV y la red residencial.

En el sector residencial se considerará la población de bajos recursos, de acuerdo a la categorización del INEI.

En el sector vehicular, se considerará vehículos que presten servicio de transporte urbano, interprovincial u otros, en lugares técnica y eficientemente viables.

8.2 Promoción y/o Compensación para el Acceso al GLP

Se realizarán campañas de promoción en los sectores vulnerables de la población, tanto urbana como rural,

Anexo 1: Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022

495592

 **NORMAS LEGALES**

El Peruano
Martes 28 de mayo de 2013

donde es factible distribuir cilindros de GLP de hasta 10 Kg y granel, de ser el caso, en concordancia con lo establecido en el Art. 6° del Reglamento de la Ley No. 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, aprobado por Decreto Supremo No. 021-2012-EM, y sus normas modificatorias o sustitutorias. Para tal fin, se deberá tomar en cuenta las zonas geográficas y económicas donde el acceso al GLP no colisione ni impida la masificación eficiente del uso de Gas Natural.

8.3 Desarrollo de Nuevos Suministros en la Frontera Energética

Población considerada en el Plan Nacional de Electrificación Rural 2013 – 2022 y población ubicada en zonas en las que es inviable la construcción de redes de distribución eléctrica, focalizando la población más vulnerable, mediante el levantamiento de información de campo de las necesidades energéticas insatisfechas, aplicando para cada área geográfica la tecnología que corresponda, considerando factores socio-culturales y económicos.

9. Proyectos considerados para el período 2013 - 2022

9.1 Proyectos para la Masificación del Uso del Gas Natural (Residencial y GNV)

Proyecto
1. Masificación del Uso del Gas Natural, utilizando Gas Natural Comprimido (GNC), en las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno (Primera Etapa)
2. Distribución de Gas Natural por red de ductos, abastecidos por GNC, en las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno (Segunda Etapa)
3. Conversión de vehículos a GNV en las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno.
4. Masificación del Uso del Gas Natural, utilizando Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuado (LNG), en las ciudades de Arequipa, Camaná, Moquegua, Ilo y Tacna (Primera Etapa)
5. Distribución de Gas Natural por red de ductos, abastecidos por GNC o LNG, en las ciudades de Arequipa, Camaná, Moquegua, Ilo y Tacna (Segunda Etapa)
6. Conversión de vehículos a GNV en las ciudades de Arequipa, Camaná, Moquegua, Ilo y Tacna.
7. Masificación del Uso del Gas Natural, utilizando Gas Natural Comprimido (GNC), en ciudades del norte del país (Primera Etapa)
8. Distribución de Gas Natural por red de ductos, abastecidos por GNC, en ciudades del norte del país (Segunda Etapa)
9. Conversión de vehículos a GNV en las ciudades del norte del país.

Nota: Los proyectos deben considerar su viabilidad técnica, social y geográfica. En el caso de los proyectos de conversión de vehículos se debe priorizar el transporte público y en los proyectos de masificación de GN para uso residencial se debe considerar los puntos de acceso acorde a área geográfica y necesidades energéticas insatisfechas de la población.

9.2 Proyectos para la Promoción y/o Compensación para el acceso al GLP

Proyecto
1. Entrega de vales de descuento para la compra de cilindros de GLP de hasta 10 Kg. para usuarios residenciales de electricidad con consumo menor o igual a 30 KWh/mes que cuenten con cocina a GLP.
2. Entrega de vales de descuento para la compra de cilindros de GLP de 10 Kg. y kit de cocinas a GLP para usuarios residenciales de electricidad con consumo menor o igual a 30 KWh/mes que no cuenten con cocina a GLP.
3. Entrega de vales de descuento para la compra de cilindros de GLP de hasta 10 Kg. y de cocina a GLP para usuarios que no cuentan con el servicio de electricidad y no cuentan con cocina a GLP.
4. Entrega de vales de descuento para la compra de cilindros de GLP de hasta 10 Kg. para usuarios que no cuentan con el servicio de electricidad pero cuentan con cocina a GLP.

Proyecto
5. Entrega de GLP a granel, de ser el caso, para poblaciones vulnerables alejadas que cuente con cocina GLP.

9.3 Proyectos para el desarrollo de Nuevos Suministros en la Frontera Energética

Proyecto
1. Se consideran todos los proyectos de electrificación rural planteados en el Plan Nacional de Electrificación Rural 2013 – 2022 elaborados por la Dirección General de Electrificación Rural.
2. Instalación masiva de sistemas fotovoltaicos para usuarios residenciales de poblaciones más vulnerables, ubicados en zonas que no cuentan con acceso a redes de distribución de energía eléctrica; considerando para ello, las necesidades humanas concretas, la factibilidad técnica social y geográfica en el uso del recurso energético y la viabilidad económica del mismo.
3. Desarrollo de proyectos en ámbitos rurales sustentados en energías renovables no convencionales que incidan en el acceso a la electricidad, iluminación, comunicación, servicios comunitarios y el acceso a tecnologías, combustibles para cocinar y calentar: cocinas mejoradas, Gas Natural, GLP, biogás (biodigestores) ⁵
4. Desarrollo de proyectos en ámbitos rurales sustentados en energías renovables no convencionales que promuevan los usos productivos sostenibles acorde a los recursos de cada área geográfica.

9.4 Proyectos para mejora de uso energético

Proyectos
1. Construcción e instalación de cocinas mejoradas, biodigestores o tecnología equivalente en zonas rurales.
2. Sustitución de lámparas (alumbrado público y residencial) por tecnologías eficientes de iluminación.
3. Uso de energías renovables para la generación eléctrica aislada (Mini hidráulicas, río generadores, río bombas, entre otros).
4. Evaluación y sustitución de fuentes de energía tradicionales por otras de menor impacto ambiental.
5. Cuantificación del costo de los servicios energéticos que beneficien la calidad de vida, el presupuesto familiar y el desarrollo nacional.

10. Metas

Proyectos	Cantidad de Beneficiarios	Unidad	Plazo
1. Proyectos para la Masificación del	50 000	Hogares	2016
2. Uso del Gas Natural (Residencial y GNV)	10 000	Vehiculos	2016
3. Proyectos para la Promoción y/o Compensación para el acceso al GLP	550 000	Hogares	2014
4. Kits de cocinas de GLP	1 000 000	Hogares	2016
5. Proyectos de Electrificación Rural conectada a la red.	6 221 577	Habitantes	2022
6. Instalación sistemas fotovoltaicos para usuarios residenciales de poblaciones más vulnerables, sin acceso a redes de distribución de energía eléctrica.	500 000	2 200 000 Habitantes	2016

⁵ El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo clasifica las necesidades energéticas en diferentes niveles:

Nivel 1: Necesidades humanas básicas: - Electricidad para iluminación, comunicación y servicios comunitarios: 50-100 Kwh/año; - Tecnologías y combustibles modernos para cocinar/calentar (50-100kg o cocinas mejoradas)
Nivel 2 Usos productivos de la energía: - Energía para mejora de productividad: bombeo de agua, mecanización, - Procesado para comercialización productos agrícolas - Combustible para transporte
Nivel 3 Necesidades sociales modernas: - Refrigeración y calefacción (agua y ambiente), - Transporte privado, - Uso de electricidad en torno a 2.000Kwh/año

Anexo 1: Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022

El Peruano

Martes 28 de mayo de 2013



NORMAS LEGALES

495593

7	Desarrollo de proyectos en ámbitos rurales sustentados en energías renovables no convencionales que incidan en el acceso a la electricidad, iluminación, comunicación, servicios comunitarios y el acceso a tecnologías/combustibles para cocinar y calentar: cocinas mejoradas, gas natural, LPG, biogás (biodigestores).	500 000	Hogares	2016
8.	Instalación de cocinas mejoradas	No menos de 80 000	Hogares	2016
9.	- Distribución y/o venta de lámparas fluorescentes compactas a hogares de menores ingresos.	1 500 000	Lámparas	2016
	- Colocación de lámparas ahorradoras de energía en edificios públicos.	500 000	Lámparas	
	- Reemplazo de lámparas HPS (High pressure sodium) en alumbrado público, por lámparas LED o de Inducción.	100 000	Lámparas	

942194-1

JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS

Acceden a solicitud de extradición pasiva de ciudadano estoniano y disponen su entrega a la República de Estonia

RESOLUCIÓN SUPREMA Nº 055-2013-JUS

Lima, 27 de mayo de 2013

VISTO; el Informe de la Comisión Oficial de Extradiciones y Traslado de Condenados N.º 034-2013/COE-TC, del 06 de mayo de 2013, sobre la solicitud de extradición pasiva del ciudadano estoniano JANEK VAGANOVA, formulada por el Fiscal General de la República de Estonia;

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 34º del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica del Poder Judicial, aprobado por Decreto Supremo N.º 017-93-JUS, las Salas Penales conocen las extradiciones activas y pasivas;

Que, en mérito a las atribuciones conferidas, Sala Penal Permanente de la Corte Suprema de Justicia de la República, mediante Resolución Consultiva de fecha 10 setiembre de 2012, declaró procedente la solicitud de extradición pasiva del ciudadano estoniano JANEK VAGANOVA, para ser procesado por la presunta comisión del delito de manejo ilegal de sustancias narcóticas y psicotrópicas en gran cantidad e importación y exportación ilegal de mercadería prohibida o mercadería que requiere autorización específica (Expediente N.º 96-2012);

Que, el literal "b" del artículo 28º de las Normas referidas al comportamiento judicial y gubernamental en materia de extradiciones y traslado de condenados, aprobadas por Decreto Supremo N.º 016-2006-JUS, establece que la Comisión Oficial de Extradiciones y Traslado de Condenados propone al Consejo de Ministros, a través del Ministro de Justicia y Derechos Humanos, acceder o no al pedido de extradición pasiva formulado por el órgano jurisdiccional competente;

Que, la Comisión Oficial de Extradiciones y Traslado de Condenados ha emitido la opinión correspondiente mediante el Informe N.º 034-2013/COE-TC, del 06 de mayo de 2013, en el sentido de acceder a la solicitud de extradición;

Que, de acuerdo a lo dispuesto por el numeral 1 del artículo 514º del Código Procesal Penal, promulgado por el Decreto Legislativo N.º 957, corresponde al Gobierno decidir la extradición, pasiva o activa, mediante Resolución Suprema expedida con acuerdo del Consejo de Ministros, previo informe de la referida Comisión Oficial;

Que, entre la República del Perú y la República de Estonia no existe tratado bilateral de extradición;

Que, el numeral 1 del artículo 508º del Código Procesal Penal, promulgado por el Decreto Legislativo N.º 957, establece que las relaciones de las autoridades peruanas con las extranjeras y con la Corte Penal Internacional en materia de cooperación judicial internacional se rigen por los Tratados Internacionales celebrados por el Perú y, en su defecto, por el principio de reciprocidad en un marco de respeto de los derechos humanos;

En uso de la facultad conferida en el inciso 8) del artículo 118º de la Constitución Política del Perú; y,

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Acceder a la solicitud de extradición pasiva del ciudadano estoniano JANEK VAGANOVA, formulada por el Fiscal General de la República de Estonia y declarada procedente por la Sala Penal Permanente de la Corte Suprema de Justicia de la República, para ser procesado por la presunta comisión del delito de manejo ilegal de sustancias narcóticas y psicotrópicas en gran cantidad e importación y exportación ilegal de mercadería prohibida o mercadería que requiere autorización específica y disponer su entrega a la República de Estonia, de conformidad con el principio de reciprocidad y lo estipulado por las normas legales peruanas aplicables al caso.

Artículo 2º.- La presente Resolución Suprema será refrendada por el Ministro de Justicia y Derechos Humanos y por la Ministra de Relaciones Exteriores.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

OLLANTA HUMALA TASSO
Presidente Constitucional de la República

DANIEL FIGALLO RIVADENEYRA
Ministro de Justicia y Derechos Humanos

EDA A. RIVAS FRANCHINI
Ministra de Relaciones Exteriores

942769-4

Acceden a solicitud de extradición activa de ciudadano peruano y disponen su presentación a la República Argentina

RESOLUCIÓN SUPREMA Nº 056-2013-JUS

Lima, 27 de mayo de 2013

VISTO; el Informe de la Comisión Oficial de Extradiciones y Traslado de Condenados N.º 084-2012/COE-TC, del 17 de octubre de 2012, sobre la solicitud de extradición activa a la República Argentina del ciudadano peruano MIGUEL ÁNGEL ALVA QUIRÓZ, formulada por la Sala Penal de Apelaciones, Liquidadora Penal y Sala Mixta Descentralizada de Canchis - Sicuani de la Corte Superior de Justicia de Cusco;

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 34º del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica del Poder Judicial, aprobado por Decreto Supremo N.º 017-93-JUS, las Salas Penales conocen las extradiciones activas y pasivas;

Que, en mérito a las atribuciones conferidas, la Sala Penal Permanente de la Corte Suprema de Justicia de la República, mediante Resolución con voto en mayoría de fecha 26 de junio de 2012 y Resolución con voto dirimente de fecha 04 de julio de 2012, declaró procedente la solicitud de extradición activa del ciudadano peruano MIGUEL ÁNGEL ALVA QUIRÓZ,

Anexo 2: Decreto Supremo N° 017-2015-EM

El Peruano
Miércoles 17 de junio de 2015

 **NORMAS LEGALES**

555203

Que, en ese sentido, a fin de salvaguardar la disponibilidad de las vías de acceso a la Zona Franca Turística "Mar Bolivia", corresponde incorporar nuevas áreas a las contempladas en el Decreto Supremo N° 026-2012-EM;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8) del artículo 118° de la Constitución Política del Perú y en la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, aprobada por Ley N° 29158;

DECRETA:

Artículo 1.- Incorpórese a las áreas suspendidas de admisión de petitorios para concesiones mineras destinadas a la Zona Franca Turística "Mar Bolivia", contempladas por Decreto Supremo N° 026-2012-EM, las coordenadas UTM PSAD56 de las siguientes áreas:

Vía de acceso ubicada en la concesión minera

PLAYA N° 6

N° de Cuadrículas: 2
Distrito: Ilo
Provincia: Ilo
Departamento: Moquegua
Extensión: 200.0000 Ha.

ÁREA 1

COORDENADAS UTM DE LA CUADRÍCULA I

VÉRTICE	NORTE	ESTE
1	8037000.00	264000.00
2	8036000.00	264000.00
3	8036000.00	263000.00
4	8037000.00	263000.00

ÁREA UTM: 100.0000 Has.

COORDENADAS UTM DE LA CUADRÍCULA II

VÉRTICE	NORTE	ESTE
1	8036000.00	264000.00
2	8035000.00	264000.00
3	8035000.00	263000.00
4	8036000.00	263000.00

ÁREA UTM: 100.0000 Has.

Vías de acceso ubicadas en la concesión minera

PLAYA N° 50

N° de Cuadrículas: 3
Distrito: Ilo
Provincia: Ilo
Departamento: Moquegua
Extensión: 300.0000 Ha.

ÁREA 1

COORDENADAS UTM DE LA CUADRÍCULA I

VÉRTICE	NORTE	ESTE
1	8040000.00	260000.00
2	8039000.00	260000.00
3	8039000.00	259000.00
4	8040000.00	259000.00

ÁREA UTM: 100.0000 Has.

COORDENADAS UTM DE LA CUADRÍCULA II

VÉRTICE	NORTE	ESTE
1	8039000.00	260000.00
2	8038000.00	260000.00
3	8038000.00	259000.00
4	8039000.00	259000.00

ÁREA UTM: 100.0000 Has.

ÁREA 2

COORDENADAS UTM DE LA CUADRÍCULA

VÉRTICE	NORTE	ESTE
1	8037000.00	264000.00
2	8036000.00	264000.00
3	8036000.00	263000.00
4	8037000.00	263000.00

ÁREA UTM: 100.0000 Has.

Artículo 2.- El presente Decreto Supremo será refrendado por la Ministra de Energía y Minas y por la Ministra de Relaciones Exteriores.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dieciséis días del mes de junio del año dos mil quince.

OLLANTA HUMALA TASSO
Presidente de la República

ROSA MARÍA ORTIZ RÍOS
Ministra de Energía y Minas

DIANA ALVAREZ-CALDERÓN GALLO
Ministra de Cultura
Encargada del Despacho del Ministerio
de Relaciones Exteriores

1252023-1

Modifican e incorporan disposiciones vinculadas a la distribución y transporte de gas natural y emiten otras disposiciones

**DECRETO SUPREMO
N° 017-2015-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante el Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, que norma entre otros aspectos, la prestación del servicio público de distribución de Gas Natural por Red de Ductos, incluyendo los procedimientos para fijar tarifas, los supuestos de reajuste tarifario, normas de seguridad y normas vinculadas a la fiscalización;

Que, en el marco de la Política Pública de desarrollo de la Industria del Gas Natural y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, recogida en la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo N° 064-2010-EM, se viene promoviendo el desarrollo de la infraestructura que permita tener acceso al servicio de Distribución de Gas Natural, para lo cual resulta necesario establecer medidas de simplificación administrativa bajo criterios técnicos y de seguridad en la industria, conforme a lo establecido en

Anexo 2: Decreto Supremo N° 017-2015-EM

555204



NORMAS LEGALES

El Peruano

Miércoles 17 de junio de 2015

el numeral 7 del artículo 75 de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444;

Que, en ese sentido, corresponde modificar el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, a fin que la elaboración y aplicación de los Manuales de Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución sean elaborados por profesionales y técnicos que cuenten con la calificación requerida por el OSINERGMIN, entidad que determinará los requisitos para la inscripción de las personas habilitadas para realizar el diseño, instalación y mantenimiento de instalaciones internas, dotando de mayor predictibilidad en la aplicación de las disposiciones recogidas en el marco normativo. Asimismo, se corresponde otorgar facultades al OSINERGMIN para liquidar los Planes Quinquenales aprobados, supervisar la ejecución de las inversiones y sancionar los casos de incumplimientos por causas atribuibles al Concesionario;

Que, los instrumentos de gestión de seguridad de las actividades de procesamiento, transporte y distribución de hidrocarburos, requieren de la participación de profesionales expertos, dada su importancia en la integridad y seguridad de las instalaciones y personas, motivo por el cual se propone modificar los artículos 19° y 20° del Reglamento de Seguridad en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM;

Que, resulta necesario modificar el cuarto párrafo del artículo 94° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, a efectos de contemplar la posibilidad que existan infraestructuras sobre los Ductos de Transporte, siempre que no afecten su integridad y operatividad;

Que, resulta necesario incluir algunas definiciones en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2002-EM, a efectos de incorporar, el significado de dichos términos que vienen siendo utilizados en el Subsector Hidrocarburos;

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

DECRETA:

Artículo 1.- Incorporar el numeral 2.38 al artículo 2° del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 2°.- Para efectos del Reglamento se entenderá por:

(...)

2.38 Calidad del Servicio de Distribución: Corresponde al grado en que se mantienen las condiciones del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y comprende la calidad de servicio comercial, la calidad de suministro y la calidad de producto; conforme a las normas y procedimientos que establezca OSINERGMIN."

Artículo 2.- Modificar el literal a) y el primer párrafo del literal b) del artículo 42 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 42.- El Concesionario está obligado a:

a) Ejecutar el proyecto y la construcción de obras de acuerdo al calendario de ejecución de obras contenido en el respectivo Contrato de Concesión y planes quinquenales y anuales respectivos.

En caso que de acuerdo al Contrato de Concesión se requiera de un pronunciamiento previo del OSINERGMIN, para la realización de las actividades indicadas en el párrafo precedente, el Concesionario deberá sujetarse a los requisitos que para tales efectos establezca dicho organismo.

(...)

b) Dar servicio a quien lo solicite dentro del Área de Concesión dentro de un plazo no mayor de cuarenta y cinco (45) días en caso existiera la infraestructura necesaria en la zona, o de doce (12) meses si no la hubiera, siempre que el Suministro se considere técnica y económicamente viable de acuerdo al artículo 63 y al Procedimiento de Viabilidad. Los plazos se computarán a partir de la suscripción del correspondiente contrato."

Artículo 3.- Modificar el literal g) del artículo 44 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 44°.- El Gas Natural deberá ser entregado por el Concesionario en las siguientes condiciones:

(...)

g) Odorizado. La concentración del odorizante en cualquier punto del Sistema de Distribución deberá estar de acuerdo con lo dispuesto en la Norma NTP 111.004 que se encuentre vigente. Los puntos de toma de muestra del nivel de odorización para la verificación de las condiciones deberán ser definidos por OSINERGMIN tomados de manera que garanticen el cumplimiento de los niveles especificados en la Norma Técnica en todo el sistema de distribución."

Artículo 4.- Incorporar un último párrafo al artículo 63 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 63.-

(...)

El Concesionario publicará mensualmente información actualizada en su portal web relacionada a la ubicación georreferenciada de la red indicando sus características técnicas relacionadas con la viabilidad para el suministro, así como la ubicación georreferenciada de los consumidores que cuentan con el servicio de distribución de gas natural en dicha red, en concordancia con las disposiciones que establezca el OSINERGMIN."

Artículo 5.- Modificar el literal d) del artículo 63c del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

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

(...)

d) Aprobación:

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

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

El Plan Quinquenal de Inversiones será elaborado de acuerdo con los objetivos señalados en la regulación tarifaria y considerando el pronunciamiento del MEM, siendo aprobado por el OSINERGMIN dentro del proceso tarifario y remitido posteriormente al MEM a los 10 días de aprobado, en formato físico y digital. Mediante el Plan Anual se informarán las actualizaciones del Plan Quinquenal.

Los Planes Anuales serán aprobados por OSINERGMIN considerando años calendarios y detallando las zonas donde se ejecutarán las obras. Dichos planes deben

Anexo 2: Decreto Supremo N° 017-2015-EM

El Peruano

Miércoles 17 de junio de 2015



NORMAS LEGALES

555205

detallar y/o actualizar la programación de la ejecución de las obras aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones. Los criterios que deben cumplir el Plan Anual y los formatos para el reporte del estado de ejecución de las obras, serán definidos por OSINERGMIN.

El OSINERGMIN realizará la liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones aprobado inicialmente, al final de cada periodo tarifario, tomando como base: i) la ejecución del Plan Quinquenal, ii) los Planes Anuales y sus respectivas actualizaciones remitidos por la empresa concesionaria y aprobados por el Regulador, según las zonas geográficas que se hayan definido en los mismos y, iii) el resultado de la supervisión de la ejecución de los mismos. Para efectos de la liquidación del Plan Quinquenal para cada una de las zonas geográficas consideradas en el mismo, la diferencia entre lo ejecutado y lo aprobado deberá ser valorizado, se efectuarán utilizando los costos unitarios aprobados en el proceso regulatorio en el que se aprobó el Plan Quinquenal de Inversiones, debidamente actualizados a la fecha de cálculo.

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

El Concesionario remitirá con el sustento técnico correspondiente el Plan Anual de programación de ejecución de las inversiones aprobadas en el Plan Quinquenal al MEM con copia al OSINERGMIN dentro de la primera quincena de diciembre del año previo a su ejecución. El Concesionario podrá realizar la actualización trimestral del Plan Anual, debiendo informarla a OSINERGMIN, con el sustento técnico correspondiente.

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

El OSINERGMIN aprobará el procedimiento necesario para realizar la liquidación del Plan Quinquenal y del Plan Anual.

El OSINERGMIN supervisará el cumplimiento del Plan Quinquenal y del Plan Anual y sus respectivas actualizaciones, para lo cual deberá aprobar los formatos informativos de ejecución mensual que correspondan. Asimismo, informará anualmente en la primera quincena del año al MEM respecto a la ejecución del Plan Quinquenal y el Plan Anual.

En caso de incumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal o del Plan Anual, el OSINERGMIN podrá determinar y aplicar las sanciones respectivas, con excepción de aquellos incumplimientos que se deriven por situaciones no atribuibles al Concesionario y debidamente acreditadas por éste y calificadas como tales por la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN; vinculados pero no limitándose, a la demora o denegatoria en el trámite u obtención de permisos o autorización de alguna entidad administrativa o por afectación de terceros.

El OSINERGMIN informará anualmente a la DGH respecto a la ejecución del Plan Anual.

El OSINERGMIN aprobará el procedimiento necesario para realizar la liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones."

Artículo 6.- Modificar el primer párrafo del artículo 65 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 65.- Previo al inicio de la prestación del servicio de Distribución el Consumidor Regulado deberá suscribir por adhesión un contrato de Suministro con el Concesionario. Para tal efecto, el Concesionario previamente deberá presentar a la DGH un modelo de contrato, el mismo que deberá ser aprobado dentro de un plazo de veinte (20) días hábiles, caso contrario se aplicará el silencio administrativo positivo, dicho modelo de contrato así como los requisitos para su suscripción deberán ser publicados en la página web del Concesionario."

Artículo 7.- Modificar el primer y el tercer párrafo del artículo 66 del Texto Único Ordenado del Reglamento de

Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 66.- Las facturas de los Consumidores deberán expresar separadamente los rubros correspondientes al precio del Gas Natural, tarifa de Transporte, cargo por Margen de Distribución, cargo por Margen Comercial y de ser el caso otros cargos correspondientes al Derecho de Conexión, a la Acometida, y a la Instalación Interna cuando sea solicitada por el consumidor. Asimismo, se expresará por separado los impuestos aplicables e intereses compensatorios y moratorios cuando correspondan. En caso que el Concesionario financie Derecho de Conexión, Acometida e Instalación Interna publicará en su página web e informará al OSINERGMIN, sus esquemas de financiamiento respectivos; los conceptos antes señalados también podrán financiarse a través de un tercero. La elección del esquema de financiamiento será realizada por el Consumidor.

(...)

En caso que el financiamiento por los conceptos señalados en el presente artículo, sea realizado por un tercero, el concesionario deberá recaudar y trasladar el cargo mensual por el financiamiento al tercero, debiendo este último informar los detalles del financiamiento al Concesionario y al OSINERGMIN. Asimismo, el OSINERGMIN publicará y mantendrá actualizado en su portal de internet, el costo total de las instalaciones internas ofertados por los instaladores inscritos en su registro y el Concesionario deberá entregar similar información a los consumidores."

Artículo 8.- Modificar el literal a); el quinto, sexto y séptimo párrafo del literal b); el primer párrafo del literal e); y el segundo párrafo del numeral i) del literal e) del artículo 71 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 71.- La Acometida e Instalaciones Internas se rigen por los siguientes principios:

a) La Acometida

Para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea inferior o igual a 300 m³/mes, la Acometida será proporcionada e instalada por el Concesionario considerando los plazos definidos por OSINERGMIN. Estos Consumidores asumirán los costos de dicha Acometida, respetando los topes máximos establecidos por el OSINERGMIN. El Concesionario es responsable de reponer algún componente debido a defectos de fabricación antes de cumplir su vida útil. Al cumplirse la vida útil de los componentes de la Acometida, éstos serán reemplazados por el Concesionario a costo del Consumidor.

Para el resto de Consumidores Regulados ubicados dentro del Área de Conexión, los componentes de la Acometida se podrán adquirir de cualquier proveedor, debiendo dichos componentes tener homologación internacional y cumplir las especificaciones técnicas fijadas por el Concesionario. En este caso, la instalación de la Acometida podrá realizarse, a elección del Consumidor, el propio Concesionario o un Instalador Interno de la categoría correspondiente debidamente registrado ante el OSINERGMIN.

En este último caso, para la instalación deberá presentarse un proyecto de ingeniería elaborado por dicho Instalador Interno. El proyecto deberá ser aprobado por el Concesionario en un plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir de la admisión de la solicitud, caso contrario se tendrá por aprobado, debiendo el Consumidor ponerlo en conocimiento del OSINERGMIN. Para la ejecución de las obras se deberá tomar en cuenta lo señalado en este artículo.

Si el proyecto es desaprobado, el Consumidor podrá acudir al OSINERGMIN, a través de la vía correspondiente, para que evalúe la procedencia del mismo.

En todos los casos, la responsabilidad de la operación recae en el Concesionario.

Para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes, una vez realizada la instalación

Anexo 2: Decreto Supremo N° 017-2015-EM

555206



NORMAS LEGALES

El Peruano

Miércoles 17 de junio de 2015

de la Acometida, el Consumidor se hará responsable de su mantenimiento, de acuerdo con el plan definido por el Instalador Interno y aprobado por el Concesionario previo a la habilitación del servicio, debiendo contratar al Concesionario o a un Instalador Interno de la categoría correspondiente debidamente registrado ante el OSINERGMIN para efectuar dicha labor. En caso el Consumidor no acredite el mantenimiento en la fecha programada, será requerido por el Concesionario a fin de que cumpla con realizar el mantenimiento correspondiente. Si el Consumidor no cumple con realizar el mantenimiento dentro de un plazo de un mes contado desde la fecha en que fue requerido; el Concesionario procederá a efectuar el corte del servicio. El Concesionario reportará mensualmente al OSINERGMIN la lista de Consumidores que incumplieron con la realización del mantenimiento.

Para Consumidores Regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes, el mantenimiento será efectuado por el Concesionario y su costo será regulado por OSINERGMIN e incluido en la tarifa de Distribución. Para el resto de Consumidores el costo del mantenimiento estará sujeto al libre mercado.

Los medidores de gas natural a ser utilizados en las acometidas, deberán cumplir con las disposiciones emitidas por el Servicio Nacional de Metrología del INDECOPI.

Es de cargo y responsabilidad del Consumidor la reposición del equipo de medición por hechos derivados de desperfectos que le sean imputables.

En adición a lo indicado precedentemente y de manera excepcional por razones de imposibilidad constructiva y/o seguridad, el Concesionario podrá instalar el regulador de primera etapa o etapa única en la Acera, de forma conjunta o por separado de la válvula de aislamiento o de servicio, en nichos o gabinetes diseñados para este fin, en concordancia con los criterios establecidos en el Reglamento y las NTP 111.010 y 111.011, respectivamente. Asimismo, el Concesionario de Distribución asumirá la responsabilidad en el caso de que el regulador deje de formar parte de la acometida, al colocarse en la Acera.

b) Las Instalaciones Internas

(...)

Para Consumidores Regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes, el proyecto de ingeniería podrá ser tomado de la configuración de Instalaciones Internas típicas que el Concesionario proponga para la aprobación del OSINERGMIN, de acuerdo al procedimiento y plazos que dicho organismo establezca.

El OSINERGMIN emitirá el procedimiento para la habilitación de suministro de Instalaciones Internas de gas natural de cualquier tipo de Consumidor conforme a las disposiciones del presente Reglamento. El plazo máximo para la habilitación será establecido por OSINERGMIN considerando las prácticas y uso de tecnologías eficientes, computándose desde que el Instalador terminó la instalación y/o presentó su solicitud de habilitación al Concesionario, dicho plazo incluirá el supuesto del mandato. En caso dicha solicitud de habilitación fuera denegada por razones injustificadas o no se haya otorgado en el plazo máximo establecido, el Instalador podrá solicitar a OSINERGMIN emita un mandato de habilitación, según lo establezca el procedimiento correspondiente. El Concesionario podrá tercerizar las actividades de habilitación de Suministro de Instalaciones Internas, manteniendo la responsabilidad por dicha actividad en todo momento.

En el dimensionamiento de las Instalaciones Internas de los consumidores residenciales y comerciales se aplicará lo dispuesto en el presente Reglamento y supletoriamente, en el orden mencionado a continuación, las Normas Técnicas Peruanas (NTP) en caso sean de obligatorio cumplimiento y los estándares internacionales de la industria aplicados en los materiales, diseño (diámetro de tuberías, presiones permitidas en montantes e internas), construcción e implementación (mecanismos de sujeción, mecanismos de unión y soldadura) de Instalaciones Internas y sin afectar las condiciones de seguridad aplicables a las mismas, criterios de eficiencia y celeridad de cara a la disminución de los costos a ser asumidos por dichos consumidores. Sin perjuicio de ello, la velocidad de circulación del gas natural en la tubería será de hasta 40 metros por segundo como máximo.

En caso que las residencias no cuenten con las condiciones requeridas en el presente Reglamento o en la NTP, el Concesionario remitirá una propuesta de

Instalación Interna al OSINERGMIN para su aprobación, la cual se realizará en un plazo máximo de (15) días hábiles contados a partir de su presentación. Una vez aprobada la propuesta el Concesionario podrá realizar la Instalación Interna.

(...)

e) Instaladores

Las personas naturales o jurídicas que realicen actividades de diseño, construcción, reparación, mantenimiento y puesta en operación de Instalaciones Internas bajo su responsabilidad, así como la modificación de las mismas, se denominarán Instaladores Internos, quienes deberán:

(...)

i) (...)

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo precedente, en lo que se refiere a la formación técnica requerida, el cumplimiento de los conocimientos teóricos prácticos establecidos para instalaciones de Gas Natural por parte de los Instaladores Internos del Registro de Instaladores de OSINERGMIN, se registrará conforme a las disposiciones que para tal efecto emita OSINERGMIN."

Artículo 9.- Modificar el primer párrafo del artículo 73 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 73.- El Consumidor podrá solicitar al Concesionario la contrastación de los equipos de medición del Suministro, la cual se registrará por las disposiciones que emita OSINERGMIN en sus procedimientos de Calidad del Servicio de Distribución."

Artículo 10.- Incorporar un último párrafo en el artículo 106 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 106.- Los cargos que el Concesionario debe facturar al Consumidor comprenden:

(...)

Entiéndase tercero como aquella entidad pública o privada, según corresponda, que no tenga vinculación directa o indirecta con el Concesionario."

Artículo 11.- Incorporar dos últimos párrafos en el artículo 112a del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Las conexiones residenciales que sean ejecutadas por instaladores debidamente registrados ante OSINERGMIN y contratados directamente por los consumidores interesados también serán cubiertas por el mecanismo de promoción. Para tal efecto, a solicitud del beneficiario, la empresa concesionaria deberá hacer entrega de la promoción al momento en que se efectúe la habilitación de la instalación interna respectiva.

La promoción cubrirá las instalaciones internas hasta por el precio máximo resultante de la licitación a que se refiere el literal b) del presente artículo, de las licitaciones a que se refiere el Artículo 10° del Reglamento del FISE aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM, o en su defecto, los valores máximos que se fije para efectos de las mencionadas licitaciones. El monto restante será destinado a cubrir la Acometida y el Derecho de Conexión."

Artículo 12.- Incorporar una Sexta Disposición Complementaria en el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Disposiciones Complementarias

(...)

Sexta.- Orden de Prelación de Normas

Para el diseño, construcción, operación y mantenimiento del Sistema de Distribución, se aplicará lo dispuesto en el presente Reglamento y, de manera

Anexo 2: Decreto Supremo N° 017-2015-EM

El Peruano
Miércoles 17 de junio de 2015

 **NORMAS LEGALES**

555207

supletoria, en el orden mencionado a continuación, lo dispuesto en las Normas Técnicas Peruanas (NTP) y los estándares internacionales de la industria, de obligatorio cumplimiento.”

Artículo 13.- Modificar el artículo 5 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 5.- Las actividades comprendidas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de los Sistemas de Distribución, deben ser ejecutadas y supervisadas por personal que tenga la suficiente experiencia y el conocimiento necesario para ejercer sus funciones a cabalidad, de acuerdo a los criterios que defina el OSINERGMIN.”

Artículo 14.- Modificar el artículo 11 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 11.- El Concesionario deberá tener una política de protección de la Salud Pública, la cual considerará prioritariamente la capacitación de la población comprendida dentro de la Concesión y aledaña a la misma. La capacitación estará referida a la utilización adecuada del Gas Natural, las prácticas de seguridad y comportamiento a seguir en casos de emergencia. Para tal fin el Concesionario deberá cumplir lo especificado en la Norma API 1162 Public Awareness Programs for Pipeline Operators.”

Artículo 15.- Modificar el artículo 12 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 12.- A efectos de cumplir con lo indicado en el inciso m) del artículo 18 del Reglamento, o, de ser el caso, de acuerdo a lo que establezcan las Bases para el otorgamiento de Concesión mediante licitación o concurso público, el solicitante deberá presentar al OSINERGMIN el Manual de Diseño de acuerdo a lo dispuesto por el OSINERGMIN.”

Artículo 16.- Modificar el artículo 13 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 13.- Los planos detallados para la construcción así como las especificaciones detalladas de materiales y equipos serán desarrolladas en base a lo indicado en el Manual de Diseño, el cual deberá estar suscrito de acuerdo a lo dispuesto por el OSINERGMIN.

De producirse situaciones que obligaran al Concesionario a realizar modificaciones a los manuales presentados al OSINERGMIN, el Concesionario deberá presentar las modificaciones al Manual de Diseño a dicho organismo.”

Artículo 17.- Modificar el literal a) del artículo 14 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 14.- Las instalaciones para la Distribución de Gas Natural deben ser diseñadas teniendo en cuenta lo siguiente:

a) Se debe considerar todas las fuerzas externas que pudieran causar sobre esfuerzos a las tuberías, tales como: sismos, vibraciones, efectos térmicos, agentes corrosivos etc., de manera de garantizar una instalación diseñada para evitar riesgos de rotura y fugas de Gas Natural.”

Artículo 18.- Modificar los literales c) y g) del artículo 16 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 16.- Para el tendido de las Líneas de Distribución deberán cumplirse las siguientes especificaciones:

(...)

c) la separación entre las Líneas y cualquier otra instalación de servicio incluido otros ductos de gas natural que corra en paralelo deberá ser no menor de treinta centímetros (0,30 m).

(...)

g) Se debe instalar señalización apropiada para identificar la ubicación de las Líneas. La señalización ya sea superficial o enterrada deberá cumplir los criterios establecidos en la norma ANSI/ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

En el caso de tuberías de acero, la señalización superficial deberá indicar los cambios de dirección o/derivaciones en el punto de derivación.

Se deberá instalar señalización adicional en zonas inestables o donde se estuvieran realizando actividades de construcción.”

Artículo 19.- Modificar el artículo 19 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 19.- La presión del Gas Natural debe ser regulada al inicio del Sistema de Distribución (puerta de ciudad), para adecuar la presión proveniente del Sistema de Transporte o fuente de suministro, a los niveles de presión compatibles con el Sistema de Distribución.

Las Líneas deben estar equipadas con dispositivos de regulación de presión de capacidad adecuada, diseñados para regular la presión, de acuerdo con los parámetros operativos previstos para los diferentes puntos del sistema.

Deben instalarse dispositivos de protección del sistema contra sobrepresiones accidentales producidas por transitorios generados en los sistemas de transporte o distribución.”

Artículo 20.- Modificar el literal c) del artículo 20 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 20.- El Sistema de Distribución estará implementado con:

(...)

c) Medidores de caudal y presión instalados en todas las Estaciones de Regulación de Presión, con función de transmisión remota hacia el Sistema SCADA, según se indica en el Artículo 21°.”

Artículo 21.- Modificar el artículo 21 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 21.- El Concesionario debe instalar sistemas de telemetría en el Sistema de Distribución para monitorear la presión y el flujo del sistema en las Estaciones de Regulación. Estos parámetros serán transmitidos al sistema de Supervisión, Control y Monitoreo de Condiciones Operativas (SCADA).

Las estaciones de medición y regulación de presión deben contar con sistemas de detección de humo, Gas Natural, fuego y otros que sean aplicables, los cuales también estarán interconectados al sistema SCADA.”

Artículo 22.- Modificar el artículo 27 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 27.- Manual para la Construcción antes del inicio de la construcción, deberá entregarse al OSINERGMIN el Manual para la Construcción y un programa de construcción, de acuerdo a lo dispuesto por el OSINERGMIN.

Las especificaciones para las diferentes fases de los trabajos de construcción del Sistema de Distribución contenidos en el Manual para la Construcción, deben

Anexo 2: Decreto Supremo N° 017-2015-EM

555208



NORMAS LEGALES

El Peruano

Miércoles 17 de junio de 2015

contener los suficientes detalles para verificar que han sido elaboradas de acuerdo con las presentes Normas de Seguridad y con otras normas aplicables.

La ejecución de los trabajos de construcción deberán realizarse en estricto cumplimiento de lo establecido en las presentes Normas de Seguridad, el Manual de Diseño, el Manual para la Construcción y demás documentos que hayan sido entregados al OSINERGMIN."

Artículo 23.- Modificar el literal c) del artículo 28 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 28.- Para la Instalación de Líneas, el Concesionario deberá efectuar las coordinaciones necesarias, cumpliendo como mínimo con lo siguiente:

(...)

c) Finalizados los trabajos de instalación, el Concesionario deberá alcanzar a la Municipalidad Distrital y Provincial, el Gobierno Regional y compañías de servicios con concesión en el Departamento donde se han instalado los ductos, los planos conforme a las obras de las instalaciones realizadas."

Artículo 24.- Modificar el artículo 29 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 29.- El Concesionario deberá establecer un procedimiento detallado paso a paso para la selección de los equipos y métodos utilizados para la manipulación, transporte, y almacenamiento de tubería, con el objetivo de prevenir daños de la misma.

Se deberá tener especial cuidado con la tubería y accesorios de material plástico para protegerlos de la luz solar durante su almacenamiento por largos periodos."

Artículo 25.- Incorporar el literal h) del artículo 33 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 33.- Las Líneas que operen a más de diez (10) bar (145 lbf/in²) de presión, cumplirán con lo indicado en los siguientes incisos.

(...)

h) En aquellos casos en que la red de distribución de gas natural de alta presión, haya sido construida tomando en consideración la clasificación de la localización del área en la que se encuentra, de conformidad con lo establecido en la norma ANSI/ASME B31.8, quedará prohibido construir en un área de 200 metros a cada lado del eje del mismo un mayor número de edificaciones que cambien la localización del área; tampoco se podrá realizar en el área, actividades que puedan perjudicar la seguridad del ducto o de las personas que lleven a cabo dichas actividades. Asimismo, sobre el ducto, solo se podrán construir perímetros y/o mantener restos arqueológicos, así como cualquier otra infraestructura que no afecte la construcción, operación, mantenimiento, seguridad e integridad del ducto, según lo dispuesto en las normas pertinentes."

Artículo 26.- Modificar el artículo 35 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 35.- La detección y reparación de defectos en las tuberías y accesorios, debe realizarse cumpliendo como mínimo las exigencias indicadas en la Norma ANSI/ASME B31.8. La reparación de defectos mediante parchado de las tuberías de acero, no está permitida.

El estado del revestimiento de las tuberías de acero, debe revisarse antes y después de su instalación en las zanjas mediante las pruebas de acuerdo con la ASTM G62.14 u otro método de similar o mayor exigencia de control de revestimiento."

Artículo 27.- Modificar el artículo 38 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de

Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 38.- Antes de realizar cualquier actividad de soldadura de las tuberías de acero del Sistema de Distribución, se deberá realizar la calificación del procedimiento de soldadura y la calificación de soldadores.

La calificación del procedimiento de soldadura, la calificación de soldadores, y el procedimiento de soldadura de las tuberías de acero del Sistema de Distribución, se deberán realizar cumpliendo lo indicado en la Norma ANSI/ASME B31.8, y en la Norma API 1104, en lo que sea aplicable.

No se aceptarán uniones mecánicas para instalar tuberías de acero. Dicha restricción no incluye a las válvulas que se unen a los ductos mediante uniones mecánicas. Para el caso de válvulas bridadas enterradas se deberán emplear válvulas que estén diseñadas específicamente para operar de forma enterrada."

Artículo 28.- Modificar el artículo 45 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 45.- Los trabajos de montaje de las Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad y Estaciones de Regulación de Presión del Sistema de Distribución, deben realizarse de acuerdo a lo especificado en el Manual para la Construcción."

Artículo 29.- Modificar el artículo 52 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 52.- El Concesionario deberá evaluar la conveniencia de inyectar inhibidores de corrosión, instalar drenajes en los puntos bajos de las tuberías, así como la toma de otras medidas para prevenir la corrosión interior de las tuberías metálicas del Sistema de Distribución. La evaluación de la técnica de mitigación de la corrosión interna deberá estar sustentada con un Informe Técnico realizado por un especialista acreditado y estará a disposición de OSINERGMIN."

Artículo 30.- Modificar el artículo 53 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 53.- Para iniciar la operación de las Redes de Distribución que transporten gas natural a presiones mayores que 20 bar o cualquier ampliación de éstas, el Concesionario deberá cumplir con el procedimiento que establezca el OSINERGMIN."

Artículo 31.- Modificar el artículo 55 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 55.- El Concesionario está obligado a conservar las instalaciones en buenas condiciones de funcionamiento, cumpliendo todos los procedimientos, instrucciones y programas indicados en el Manual de Operación y Mantenimiento, de acuerdo a lo dispuesto por el OSINERGMIN."

Artículo 32.- Modificar el primer párrafo del artículo 57 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 57 El Concesionario deberá elaborar el Manual de Seguridad del Sistema de Distribución, el cual deberá estar suscrito por un profesional, de acuerdo a lo dispuesto por OSINERGMIN. El indicado manual deberá ser entregado al OSINERGMIN antes del inicio de la operación del sistema. Este manual deberá ser de conocimiento de todo su personal. Los aspectos mínimos a ser cubiertos son:"

Anexo 2: Decreto Supremo N° 017-2015-EM

El Peruano
Miércoles 17 de junio de 2015

 **NORMAS LEGALES**

555209

Artículo 33.- Modificar el artículo 62 del Anexo 1 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 62.- El Concesionario deberá establecer un programa educacional que permita a los usuarios y a la población en general, reconocer y reportar una emergencia en el Sistema de Distribución.

El Concesionario deberá entregar a OSINERGMIN en noviembre de cada año el programa educacional a desarrollar el año siguiente y los resultados del mismo deberán ser entregados en marzo del año anterior.”

Artículo 34.- Modificar el artículo 19 del Reglamento de Seguridad en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 19.- De los Planes de Contingencia

19.1 Las empresas autorizadas están obligadas a contar con un Plan de Contingencias que haya sido elaborado de acuerdo a la normativa vigente y que contemple toda su actividad. La información contenida en el Plan de Contingencias y la implementación de sus disposiciones será de responsabilidad exclusiva de la empresa autorizada.

19.2 El Plan de Contingencias será elaborado por personas inscritas en un registro implementado por el OSINERGMIN.

19.3 El contenido, forma y oportunidad para la presentación del plan de Contingencias será determinado por el OSINERGMIN, de acuerdo al procedimiento que éste apruebe, considerando los lineamientos establecidos por la normativa aplicable, sin perjuicio de las competencias y atribuciones de otras entidades. El Plan de Contingencias deberá ser de conocimiento de los Subcontratistas de las Empresas Autorizadas y cubrirá necesariamente las siguientes eventualidades:

- a. Incendio, explosión, fugas.
- b. Derrames.
- c. Sismos.
- d. Emergencias con Materiales Peligrosos.
- e. Accidentes de tránsito.
- f. Inundación, huaycos o deslizamientos de tierra.
- g. Emergencias operativas.
- h. Accidentes con múltiples lesionados.
- i. Siniestros.
- j. Otros.

Asimismo y cuando sea necesario, los Planes de Contingencia contendrán medidas que deberá ejecutar la Empresa Autorizada en caso de existir presencia de pueblos indígenas u originarios en situación de aislamiento o de contacto inicial. La metodología de contingencias para el contacto con estas poblaciones deberá seguir los lineamientos del Protocolo de Relacionamento con Pueblos en Aislamiento o el que lo modifique o sustituya”.

19.4 Las disposiciones establecidas en el Plan de Contingencias serán de obligatorio cumplimiento.”

Artículo 35.- Modificar el artículo 20 del Reglamento de Seguridad en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 20.- De los Estudios de Riesgos

20.1 Las empresas autorizadas están obligadas a contar con un Estudio de Riesgos que haya sido elaborado de acuerdo a la normativa vigente y que contemple la evaluación de los riesgos que involucren a toda su actividad. La información contenida en el estudio de Riesgos y la implementación de las medidas de mitigación será de responsabilidad exclusiva de la empresa autorizada.

20.2 Los Estudios de Riesgos serán elaborados por personas inscritas en un registro implementado por OSINERGMIN.

20.3 El Estudio de Riesgos, deberá contener las siguientes consideraciones:

a. Descripción completa del proceso, analizando de manera sistemática cada una de sus partes.

b. Determinación de los probables escenarios de riesgo del establecimiento, incluyendo los riesgos por agentes externos.

c. Tiempo y capacidad de respuesta del propio establecimiento.

d. Tiempo, capacidad de respuesta y accesibilidad de apoyo externo como de las unidades del Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú.

e. El tipo, cantidad y ubicación del equipamiento de detección, alarma y control de Emergencias.

f. Clasificar el riesgo y evaluar los efectos a la vida, a la propiedad y al ambiente por ocurrencia de explosión de tanques, incendios, derrames y/o nubes de vapor (BLEVE, UCVE, Boilover, Slopover, Frothover), entre otros.

g. Acciones de mitigación cuando la probabilidad de ocurrencia de un suceso es alta y hace de una actividad un peligro.

h. Efectos climatológicos y de desastres naturales.

i. Protección de tanques y estructuras de los efectos del fuego.

j. Reserva y red de agua, así como sistemas fijos y manuales contra incendios.

k. Dispositivos operativos de la instalación, para paradas automáticas, venteo controlado, manual o automático.

l. Otros que determine el OSINERGMIN.

20.4 El Estudio de Riesgos deberá analizar detalladamente todas las variables técnicas y naturales, que puedan afectar las instalaciones y su área de influencia, a fin de definir los métodos de control que eviten o minimicen situaciones de inseguridad, incluyendo el dimensionamiento de los sistemas y equipos contra incendios. Las medidas de mitigación establecidas en el Estudio de Riesgos serán de obligatorio cumplimiento.

20.5 La Empresa Autorizada está obligada a actualizar el estudio de riesgos cada vez que se presenten condiciones o circunstancias que varíen los riesgos evaluados inicialmente en el mismo. Los plazos y condiciones para la actualización referida serán contemplados en los lineamientos que OSINERGMIN establezca para tal fin.

20.6 La Empresa Autorizada está obligada a comunicar a las autoridades competentes, tales como municipalidades, gobiernos regionales, fiscalías, entre otros, así como a OSINERGMIN, los riesgos evaluados como consecuencia de la modificación del entorno de la Instalación de Hidrocarburos, dentro de los veinte (20) días hábiles contados desde la fecha que tomó conocimiento de dicha modificación; a fin que las autoridades competentes adopten las acciones correctivas necesarias.”

Artículo 36.- Modificar el cuarto párrafo del artículo 94° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 94.- Derechos reales sobre predios de propiedad privada o estatal

(...)

La clasificación de la Localización de Área, que considera el uso al momento de la aprobación del Manual de Diseño y el uso previsto, determinará el diseño del Ducto de Hidrocarburos, lo que a su vez limitará la construcción en el Derecho de Vía y sus alrededores. Queda prohibido construir en área de 200 metros a cada lado del eje del mismo un mayor número de edificaciones que cambien la Localización de Área; tampoco se podrá realizar en el área, actividades que puedan perjudicar la seguridad del Ducto o de las personas que lleven a cabo dichas actividades. Asimismo, y sólo si no afecta la construcción, operación, mantenimiento, seguridad e integridad del ducto, según lo dispuesto en las normas pertinentes del Reglamento y/o la Norma ANSI/ASME B31.8 en su última versión, sobre el ducto se podrán construir perímetros y/o mantener restos arqueológicos, así como cualquier otra infraestructura que cumpla con la exigencia aquí establecida.”

Artículo 37.- Modificar en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM, las siguientes definiciones, de acuerdo al siguiente texto:

“OTROS PRODUCTOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS (OPDH)

Anexo 2: Decreto Supremo N° 017-2015-EM

555210

 **NORMAS LEGALES**

El Peruano
Miércoles 17 de junio de 2015

Son aquellos que están compuestos principalmente por carbono e hidrógeno y que no deben ser utilizados para generar energía por medio de su combustión, siendo comercializados y transportados, envasados o a granel. Se consideran dentro de esta definición a los Solventes, Asfaltos, Breas y Lubricantes. Los compuestos oxigenados tales como: los alcoholes, fenoles, ésteres, aldehídos, cetonas y ácidos; los compuestos nitrogenados tales como: las aminas, amidas, nitrilos, nitrocompuestos y los compuestos halogenados no están considerados dentro de esta definición.

SOLVENTES

Son aquellos Hidrocarburos que se obtienen en los procesos de destilación de petróleo crudo y del fraccionamiento de los líquidos del gas natural o del gas natural. Para efectos de la presente norma se consideran Solventes: Solvente N° 1, Solvente N° 3, Pentano, Hexano y Condensados del Gas Natural, para su aplicación como solvente."

Artículo 38.- Incorporar en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM, las siguientes definiciones, de acuerdo al siguiente texto:

"LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

Son aquellos Hidrocarburos provenientes de formaciones productivas de gas natural que se pueden extraer de forma líquida en las instalaciones de campo o en plantas de separación de gas natural. Los líquidos de gas natural incluyen al propano, butano y gasolina natural.

PRODUCTOS INTERMEDIOS

Son Hidrocarburos producidos en los procesos de destilación de petróleo crudo y de fraccionamiento de líquidos del gas natural o del gas natural, usados en las Refinerías, Plantas de Procesamiento o en la industria petroquímica para su transformación posterior en otros bienes. Su comercialización en el mercado interno únicamente podrá realizarse entre Productores. Estos Productos Intermedios no pueden ser comercializados como Productos Terminados.

PRODUCTOS LÍQUIDOS DERIVADOS DE HIDROCARBUROS

Comprenden: i) al Gas Licuado de Petróleo (GLP), ii) los Combustibles Líquidos y iii) los Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos (OPDH) en estado líquido.

PRODUCTOS LÍQUIDOS DERIVADOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

Comprenden: i) al Gas Licuado de Petróleo (GLP), ii) a los Condensados del Gas Natural, para su aplicación como solvente, u iii) otro Producto Terminado que se obtenga de los Líquidos de Gas Natural.

PRODUCTOS TERMINADOS

Son los obtenidos de la refinación del Petróleo Crudo o del procesamiento del Gas Natural o de los Líquidos del Gas Natural, con una certificación de calidad, para su comercialización en el mercado interno. Estos productos deben contar con características definidas en las normas aprobadas por la entidad competente o en su defecto en los códigos y/o estándares de uso habitual en la industria internacional".

VENTA PRIMARIA

Primera venta en el país de determinado producto, realizada por el Productor y/o Importador del mismo.

Para efectos de la aplicación del FISE entiéndase por "Venta Primaria" como aquella primera venta en el país de Productos Terminados, realizada por el Productor y/o Importador de los mismos."

Artículo 39.- Vigencia

El presente Decreto Supremo entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Artículo 40.- Refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por la Ministra de Energía y Minas.

Disposiciones Complementarias Finales

Primera.- Adecuación de la normativa del OSINERGMIN

OSINERGMIN aprobará y/o adecuará, en un plazo no mayor de 90 días calendarios, los procedimientos o lineamientos necesarios para la implementación de lo dispuesto por el presente Decreto Supremo, referidas a regulación tarifaria, elaboración, revisión o aprobación de los manuales de Diseño, de Construcción, Operación y Mantenimiento, y Seguridad; así como los criterios exigibles para la capacitación del personal.

En tanto OSINERGMIN no emita estos procedimientos o lineamientos, los Manuales de Diseño, de Construcción, de Operación y Mantenimiento, de Seguridad, presentados hasta la fecha por los Concesionarios, así como la capacitación del personal, se sujetarán a lo dispuesto hasta la fecha de publicación del presente Decreto Supremo. Una vez se encuentren vigentes las disposiciones que emita OSINERGMIN, los Concesionarios deberán adecuar los indicados documentos y la capacitación del personal, dentro del plazo y modo que apruebe OSINERGMIN.

Segunda.- Sistema de Integridad

El Concesionario deberá desarrollar e implementar un Sistema de Integridad de Ductos para el Sistema de Distribución que opere, conforme a las disposiciones que señale OSINERGMIN.

Disposición Complementaria Derogatoria

Única.- Derogar la definición de "Insumos Químicos" establecida en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dieciséis días del mes de junio del año dos mil quince.

OLLANTA HUMALA TASSO
Presidente de la República

ROSA MARÍA ORTIZ RÍOS
Ministra de Energía y Minas

1252025-4

Prorrogan vigencia de concesión temporal otorgada a favor de Enel Green Power Perú S.A. para que concluya estudios relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica en futura Central Eólica Parque Nazca

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 262-2015-MEM/DM

Lima, 25 de mayo de 2015

VISTO: El Expediente N° 27322612 sobre la solicitud de renovación de concesión temporal para desarrollar estudios relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica, presentado por ENEL GREEN POWER PERÚ S.A., persona jurídica inscrita en la Partida N° 12657310 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima;

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Ministerial N° 501-2012-MEM/DM, publicada el 9 de noviembre de 2012, se otorgó la concesión temporal a favor de ENEL GREEN POWER PERÚ S.A., para que desarrolle los estudios a nivel de factibilidad relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica en la futura Central Eólica Parque Nazca, cuya área de estudios se encuentra ubicada en el distrito de Marcona, provincia de Nazca, departamento de Ica, en la zona comprendida dentro las coordenadas UTM (PSAD 56) que figuran en el Expediente;



del Sistema Administrativo de Gestión de Recursos Humanos, se entiende que el Titular de la entidad es la máxima autoridad administrativa de una entidad pública;

Que, de acuerdo con el artículo 12 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Educación, aprobado por Decreto Supremo N° 001-2015-MINEDU, la Secretaría General es la máxima autoridad administrativa del Ministerio;

Que, en este sentido, resulta conveniente definir a la ENSB como Entidad Tipo B del Ministerio de Educación, en el marco del Sistema Administrativo de Gestión de Recursos Humanos;

Con el visado de la Unidad de Organización y Métodos, la Oficina de Planificación Estratégica y Presupuesto, la Secretaría de Planificación Estratégica, la Oficina de Gestión de Personal, la Oficina General de Recursos Humanos y la Oficina General de Asesoría Jurídica;

De conformidad con el Decreto Ley N° 25762, Ley Orgánica del Ministerio de Educación, modificado por la Ley N° 26510; la Ley N° 30057, Ley del Servicio Civil, su Reglamento General, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2014-PCM; el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Educación, aprobado por Decreto Supremo N° 001-2015-MINEDU;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Definir como Entidad Tipo B del Ministerio de Educación, para efectos del Sistema Administrativo de Gestión de Recursos Humanos, a la Escuela Nacional Superior de Ballet.

Artículo 2.- Encargar a la Oficina General de Recursos Humanos del Ministerio de Educación la remisión de una copia de la presente Resolución a la Autoridad Nacional del Servicio Civil-SERVIR y a la Escuela Nacional Superior de Ballet, para los fines pertinentes.

Artículo 3.- Disponer la publicación de la presente resolución, en el Sistema de Información Jurídica de Educación - SIJE, ubicado en el Portal Institucional del Ministerio de Educación (www.gob.pe/minedu), el mismo día de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JESSICA REATEGUI VELIZ
Secretaría General

1726728-1

ENERGIA Y MINAS

Dictan medidas para la ejecución de obras y el cumplimiento del plan quinquenal de inversiones y planes anuales para la prestación del servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

DECRETO SUPREMO N° 037-2018-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante el Decreto Supremo N° 042-2005-EM se aprobó el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, que regula las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional;

Que, mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM se aprobó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, que norma entre otros aspectos lo referente a la prestación del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo las normas de seguridad, las normas vinculadas a fiscalización, el procedimiento para el otorgamiento de derechos de servidumbre, las disposiciones aplicables al crecimiento de las redes de distribución de gas natural, los procedimientos vinculados a la fijación tarifaria, entre otros;

Que, posteriormente mediante el Decreto Supremo N° 040-2008-EM se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, a fin de consolidar diversas modificaciones realizadas al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM;

Que, mediante el artículo 5 del Decreto Supremo N° 017-2015-EM, se modificó el literal d) del artículo 63c del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, en donde se establecieron los criterios para la aprobación y ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y sus respectivos Planes Anuales, el cual es elaborado por el Concesionario del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, aprobado por el Osinergmin y debe concordar con los objetivos señalados por el Estado Peruano para la masificación del gas natural;

Que, el artículo citado anteriormente, establece los criterios para la aprobación del Plan Quinquenal de Inversiones y los correspondientes Planes Anuales que lo conforman, precisando que mediante el Plan Anual realiza la actualización del Plan Quinquenal. Asimismo, se dispone que los Planes Anuales deben detallar y/o actualizar la programación de la ejecución de las obras aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones, precisando que los criterios que deben cumplir el Plan Anual y los formatos para el reporte del estado de ejecución de las obras serán definidos por el Osinergmin;

Que, asimismo, ante la existencia de situaciones que pueden imposibilitar o dificultar el desarrollo de las obras aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones, perjudicando de esta forma la masificación del gas natural en el país, es necesario establecer algunos lineamientos, para la variación de la ejecución de las obras contenida en los Planes Anuales que desarrollan la programación de las obras de las inversiones aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones; asimismo, establecer criterios generales a efectos de evaluar solicitudes de excepción de la ejecución del cumplimiento del Plan Quinquenal y de sus respectivos Planes Anuales en situaciones no atribuibles al Concesionario, lo cual deberá ser calificado por Osinergmin, conforme a las normas que rigen su competencia;

Que, corresponde incorporar en un artículo específico del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 040-2008-EM, aspectos vinculados a la obligatoriedad del cumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y Planes Anuales, así como el plazo y los criterios generales para la presentación y la evaluación de las solicitudes de excepción al mencionado compromiso ante el Osinergmin;

De conformidad con lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM; y en uso de las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Incorporación del artículo 63d al Decreto Supremo N° 040-2008-EM, Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

Incorpórese el artículo 63d al Decreto Supremo N° 040-2008-EM, Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, de acuerdo al siguiente texto:

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

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


Las inversiones en redes de polietileno y de estaciones de regulación asociadas a las mismas, previstas para un determinado distrito pueden ser trasladadas a otra zona geográfica de un distrito contemplado dentro del Plan Quinquenal vigente u otras nuevas zonas geográficas no contempladas en el referido Plan Quinquenal, hasta un 5% del metrado comprometido en el Plan Anual, en la medida que en la nueva zona geográfica se cumplan las siguientes condiciones:

(i) Se ejecute el mismo monto de inversión o un monto mayor al destinado para la zona geográfica inicial en el correspondiente Plan Anual. Si dicho monto es igual o mayor puede ejecutarse en una o varias zonas geográficas que sustituyan a la zona geográfica inicial. De ser el monto mayor, el Concesionario comunicará

Anexo 3: Decreto Supremo N° 037-2018-EM

40

NORMAS LEGALES

Viernes 28 de diciembre de 2018 /  El Peruano

si dicho excedente se considera como un adelanto de las inversiones establecidas para un año en particular, contenido en el Plan Quinquenal vigente.

(ii) Se atienda al mismo o un mayor número de consumidores residenciales proyectados en la zona geográfica inicial. Los usuarios a atender deben pertenecer a los mismos o menores niveles socioeconómicos de la zona geográfica inicial, conforme a lo determinado por el INEI.

Para el caso de inversiones en redes de polietileno asociadas a consumidores residenciales, el Concesionario debe publicar en el diario de mayor circulación regional un aviso indicando los motivos de la variación del Plan Anual. Además, el Concesionario debe publicar en su página web un aviso temporal (pop-up) por espacio de un (1) mes comunicando la mencionada variación.

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

Las inversiones en redes de acero y de estaciones de regulación asociadas a las mismas, previstas para un determinado distrito pueden ser trasladadas a otra zona geográfica de un distrito contemplado dentro del Plan Quinquenal vigente u otras nuevas zonas geográficas no contempladas en el referido Plan Quinquenal, hasta un 5% del metrado comprometido en el Plan Anual, en la medida que en la nueva zona geográfica se cumplan las siguientes condiciones:

(i) Se sustituyan por otras inversiones en redes de acero y estaciones de regulación asociadas a las mismas, o por redes de polietileno o estaciones de regulación asociadas a las mismas en la medida que se mantenga un monto de inversión igual o mayor a las inversiones aprobadas originalmente para las obras de redes de acero y estaciones de regulación contenidas en el Plan Anual.

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

Los cambios mencionados en los literales precedentes deben incorporarse e informarse para conocimiento, en las actualizaciones trimestrales contempladas en el artículo 63c del presente reglamento a fin de cumplir con la actualización del Plan Anual y del Plan Quinquenal de Inversiones, de forma tal que las inversiones efectuadas en el quinquenio reflejen como mínimo las inversiones reconocidas en la Tarifa Única de Distribución correspondiente.

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

Los incumplimientos detectados, a los criterios antes mencionados, se encuentran sujetos a la imposición de las sanciones que correspondan por parte de Osinergrmin, conforme a sus competencias, así como el descuento respectivo en la base tarifaria del siguiente periodo regulatorio."

Artículo 2.- Incorporación del artículo 63e al Decreto Supremo N° 040-2008-EM, Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

Incorpórese el artículo 63e al Decreto Supremo N° 040-2008-EM, Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, de acuerdo al siguiente texto:

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

La ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y

sus correspondientes Planes Anuales es obligatoria para el Concesionario.

En caso de incumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal o del Plan Anual, Osinergrmin puede determinar y aplicar las sanciones respectivas, con excepción de aquellos incumplimientos que deriven de situaciones no atribuibles al Concesionario, siempre que sean debidamente acreditadas por éste y calificadas como tales por Osinergrmin, o el órgano competente que la sustituya. Se incluye dentro de estas excepciones aquellos aspectos vinculados pero no limitándose, a la demora o denegatoria en el trámite u obtención de permisos o autorización de alguna entidad de la administración pública o las originadas por afectación de terceros.

Para la excepción del cumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y de sus respectivos Planes Anuales el Concesionario deberá solicitar dicha excepción a Osinergrmin, o el órgano competente que la sustituya, dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles contados desde que se presenta el evento invocado.

En caso de no obtener la emisión de autorizaciones u opiniones técnicas por parte de entidades de la administración pública competentes o entidades autónomas y concesionarias viales, de ser el caso, el plazo mencionado en el párrafo precedente se contará desde:

(i) La recepción de la denegatoria del permiso, autorización u opinión técnica correspondiente por parte del Concesionario.

(ii) El vencimiento del plazo establecido en la normativa vigente para la emisión del permiso, autorización u opinión técnica por parte de la entidad correspondiente.

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

Las solicitudes de excepción de la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y de sus respectivos Planes Anuales ingresadas por el Concesionario a Osinergrmin fuera del plazo de quince (15) días hábiles son consideradas como no presentadas, debiéndose comunicar dicha decisión al Concesionario a través del oficio respectivo, el cual es inimpugnable.

Para la evaluación de las solicitudes de excepción del cumplimiento del Plan Quinquenal de Inversiones y de los respectivos Planes Anuales presentadas dentro del plazo previsto en el presente artículo, Osinergrmin, o el órgano competente que lo sustituya, debe considerar cualquiera de los siguientes criterios:

a) Denegatoria o demora en la emisión de permisos o autorizaciones de alguna entidad competente.

b) Afectación por terceros.

c) Situaciones calificadas como fuerza mayor.

d) Desistimiento de usuarios contemplados en el Plan Quinquenal.

Osinergrmin, o el órgano competente que lo sustituya, debe considerar para su evaluación la diligencia del Concesionario en relación a la ejecución del Plan Quinquenal o Planes Anuales a fin de calificar como no atribuible la situación generadora del incumplimiento.

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

Osinergrmin evalúa semestralmente las solicitudes de excepción del cumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones o sus Planes Anuales; para lo cual, debe elaborar el procedimiento correspondiente para la calificación respectiva.

Artículo 3.- Modificación del artículo 63c del Decreto Supremo N° 040-2008-EM.

Modifícase el literal d) del artículo 63c del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, en los siguientes términos:

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

(...)

d) Aprobación:



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

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

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

Mediante el Plan Anual se informan las actualizaciones del Plan Quinquenal. El Concesionario remitirá con el sustento técnico correspondiente el Plan Anual de programación de ejecución de las inversiones aprobadas en el Plan Quinquenal al MEM con copia al Osinergrmin dentro de la primera quincena de diciembre del año previo a su ejecución.

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

El Osinergrmin realiza la liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones aprobado inicialmente, al final de cada periodo tarifario, tomando como base: i) la ejecución del Plan Quinquenal, ii) los Planes Anuales y sus respectivas actualizaciones remitidos por la empresa concesionaria y aprobados por el Regulador, según las zonas geográficas que se hayan definido en los mismos y, iii) el resultado de la supervisión de la ejecución de los mismos. Para efectos de la liquidación del Plan Quinquenal para cada una de las zonas geográficas consideradas en el mismo, la diferencia entre lo ejecutado y lo aprobado deberá ser valorizado, se efectuarán utilizando los costos unitarios aprobados en el proceso regulatorio en el que se aprobó el Plan Quinquenal de Inversiones, debidamente actualizados a la fecha de cálculo.

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

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

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

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

El Osinergrmin supervisa el cumplimiento del Plan Quinquenal y del Plan Anual y sus respectivas actualizaciones, para lo cual debe aprobar los formatos

informativos de ejecución mensual que corresponda así como el procedimiento que permita la supervisión del Plan Quinquenal y de los respectivos Planes Anuales aprobados. Asimismo, Osinergrmin debe informar anualmente, en la primera quincena del año, al MEM respecto a la ejecución del Plan Quinquenal y el Plan Anual.

(...)"

Artículo 4.- Vigencia y refrendo

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

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA

Única.- Para efectos de la aplicación del literal b) del artículo 63d del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado por el Decreto Supremo N° 040-2008-EM, los Planes Anuales que se encuentran en ejecución a la entrada de vigencia de la presente norma, se rigen por las normas vigentes al momento de su aprobación.

Para las inversiones en redes de acero y estaciones de regulación asociadas a las mismas contenidas en los Planes Anuales cuya ejecución será a partir del año 2019, se considera un porcentaje de variación de hasta el 10% por año hasta la culminación de los Planes Quinquenales aprobados a la entrada en vigencia de la presente norma.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintisiete días del mes de diciembre del año dos mil dieciocho.

MARTÍN ALBERTO VIZCARRA CORNEJO
Presidente de la República

FRANCISCO ISMODES MEZZANO
Ministro de Energía y Minas

1727064-16

Autorizan transferencias financieras a favor de la Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali Sociedad Anónima

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 514-2018-MEM/DM

Lima, 27 de diciembre de 2018

VISTOS: El Memorando N° 0818-2018/MEM-DGER de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER); el Informe N° 038-2018-MEM/DGER-JAL-JGG de la Jefatura de Asesoría Legal de la DGER; el Memorandum N° 0653-2018-MEM/DGER-JAF de la Jefatura de Administración y Finanzas de la DGER; el Memorandum N° 633-2018-MEM/DGER-JEST, y, el Informe N° 488-2018-MEM/DGER-JEST de la Jefatura de Estudios de la DGER; el Memorandum N° 350-2018-MEM/DGER-JPEI de la Jefatura de Programación y Evaluación de Inversiones de la DGER; y, el Informe N° 1299-2018-MEM/OGAJ de la Oficina General de Asesoría Jurídica;

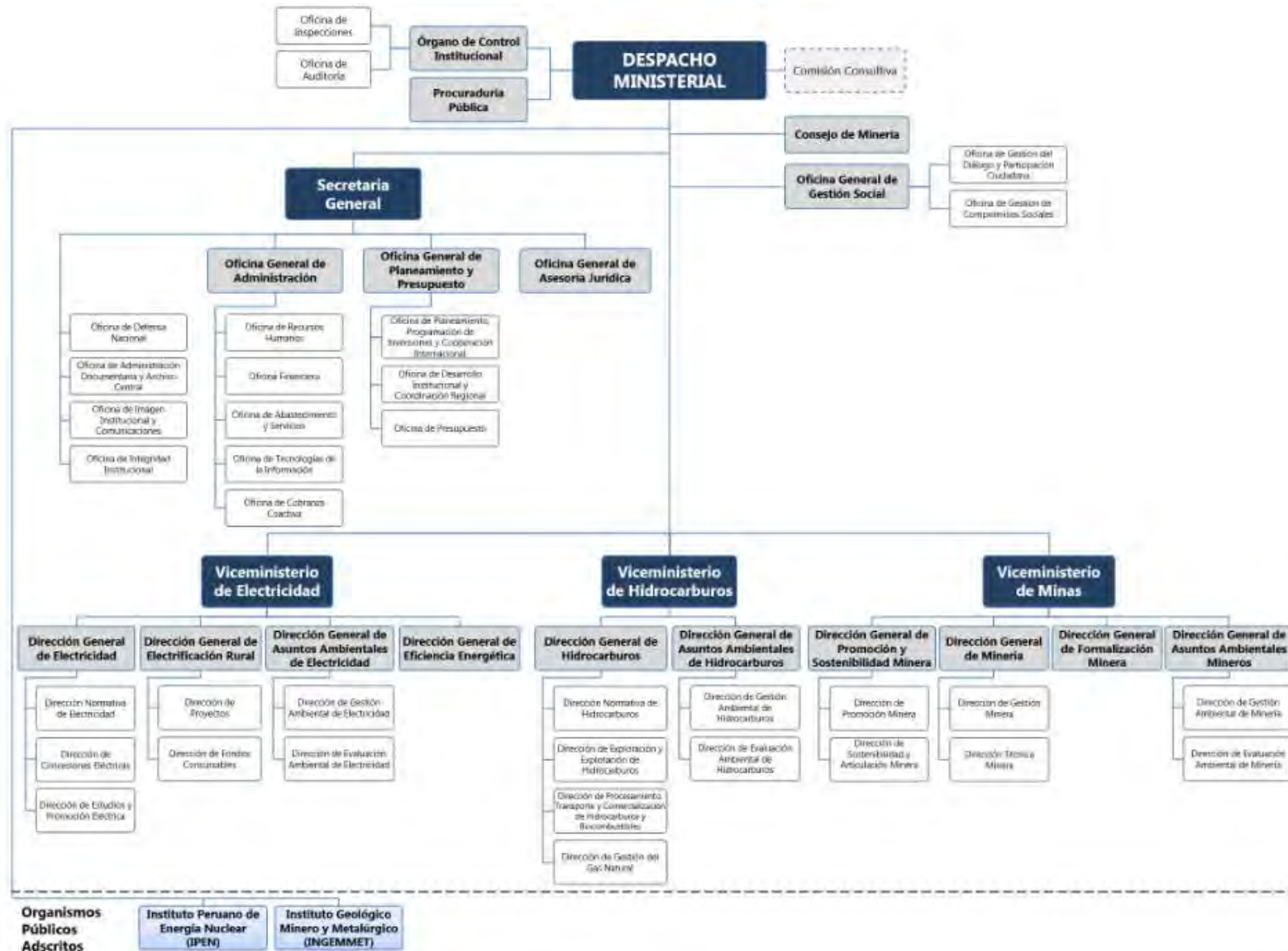
CONSIDERANDO:

Que, la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural modificada por Decreto Legislativo N° 1207, tiene por objeto establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país;

Que, el artículo 7 de la Ley N° 28749 establece que los recursos para la electrificación rural constituyen bienes inembargables y son, entre otros, las transferencias del Tesoro Público que se fije anualmente; el 4% de las utilidades de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras del sector eléctrico que se aplicará con cargo al Impuesto a la Renta; y, el aporte de los usuarios de electricidad de 2/1000 de 1 UIT por Megavatio hora facturado;

Que, el artículo 9 de la citada Ley señala que los recursos que son empleados para la electrificación rural están destinados exclusivamente a la ejecución de proyectos, obras y subsidios de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), así como, para promocionar la inversión privada. Asimismo, los recursos están dirigidos a reforzar, ampliar, remodelar o mejorar la infraestructura eléctrica existente; para lo cual, podrá transferirse recursos

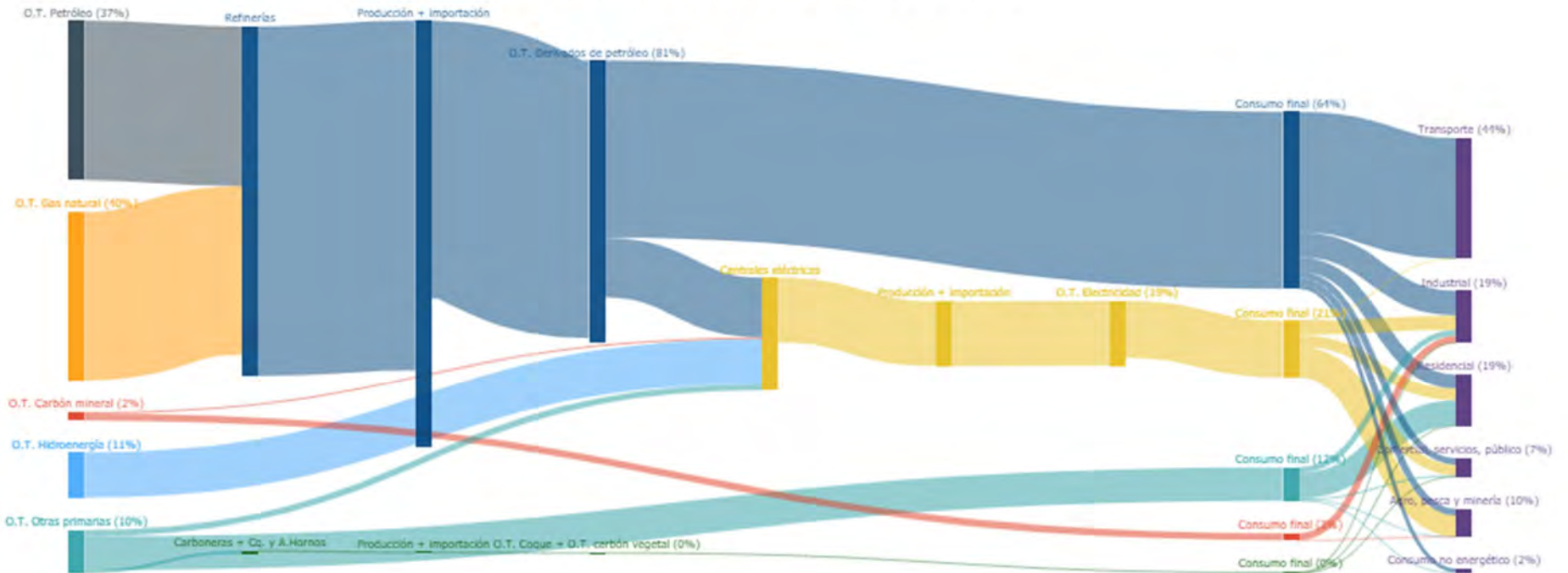
Anexo 4: Organigrama del MEM, mayo 2020



Anexo 5: Balance de energía Perú (Diagrama de Sankey)

Año 2018

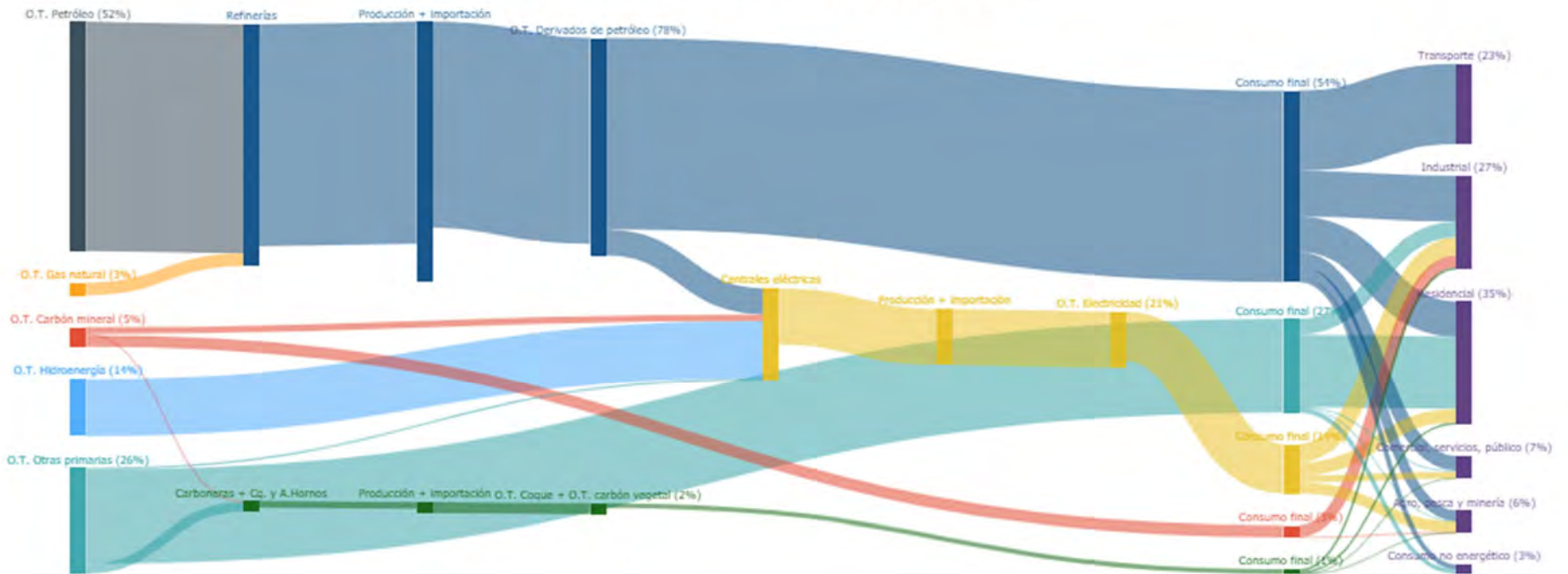
Balance Energético Resumido: Perú - 2018 | Total Oferta de Energía: 188,253.99 | 10³ bep



Fuente: sIELAC-CLADE
 O.T.: Oferta Total = Prod + Imp-Exp +/- Var Inv - No Aprov
 Otras primarias incluye: Biogás, solar, eólica, residuos vegetales, productos de caña, leña
 Nota: Insumo de Otras primarias a Refinerías, hace referencia a los centros de transformación Destilerías u Otros centros, siendo las salidas biodiésel o etanol

Año 2002

Balance Energético Resumido: Perú - 2002 | Total Oferta de Energía: 96,068.16 | 10³ bep



Fuente: sIELAC-OLADE

O.T.: Oferta Total = Prod + Imp-Exp + I-Var Inv - No Aprov

Otras primarias incluye: Biogás, solar, eólica, residuos vegetales, productos de caña, leña

Nota: Insumo de Otras primarias a Refinerías, hace referencia a los centros de transformación Destilerías u Otros centros, siendo las salidas biodiésel o etanol