

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
ESCUELA DE POSGRADO**



**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS NIVELES DE EFICIENCIAS DE LAS
EMPRESAS PERUANAS DISTRIBUIDORAS DE GAS NATURAL RESPECTO A
OTRAS DE LA REGIÓN MEDIANTE UN MODELO DEA PARA EL PERÍODO 2014 -
2017**

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

AUTOR

Jack Antonio Huerta Castillo

ASESOR

Alfredo Juan Carlos Dammert Lira

Junio, 2019

RESUMEN

El Perú en los últimos años ha experimentado un gran cambio en la matriz energética desde el descubrimiento de Camisea, por lo que corresponde conocer el progreso de la industria del gas natural, específicamente, el segmento de la distribución a cargo de las empresas Cálidda y Contugas. En ese sentido, la presente tesis tiene como objetivo analizar empíricamente la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de gas natural en el Perú y de otros países de la región mediante el uso de la metodología del Análisis Envolvente de Datos (DEA), la cual permite evaluar el desempeño de cada unidad productiva para el período 2014 - 2017. Se observa que, en estos años las empresas distribuidoras peruanas han crecido de forma desproporcionada y desigual. En particular, esta estimación ha permitido conocer que Cálidda ha mostrado un mejor desempeño que Contugas en términos de eficiencia, dada una cantidad de recursos. Finalmente, se busca analizar las regulaciones aplicadas del sector en relación a los otros países y obtener un ranking en función a la eficiencia calculada.

ÍNDICE

	Pág
Resumen	ii
Índice	iii
Lista de Tablas	vii
Lista de Gráficos	ix
Lista de Símbolos	x
Introducción	xi
PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN	13
CAPÍTULO I	
DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA INVESTIGACIÓN	13
1.1 Ámbito y desarrollo de la investigación	13
1.2 Antecedentes bibliográficos	13
1.3 Planteamiento y formulación del problema de investigación	15
1.3.1 Planteamiento de la realidad del problema	15
1.3.2 Formulación del problema	15
1.4 Objetivos	16
1.4.1 Objetivo general	16
1.4.2 Objetivos específicos	16
1.5 Hipótesis	17
1.5.1 Hipótesis general	17
1.5.2 Hipótesis específicas	17
1.6 Metodología de la investigación	17
1.6.1 Tipo y nivel de la investigación	18
1.6.2 Período de la investigación	18
1.6.3 Variables	18
1.6.4 Técnicas e instrumentos de recolección de la información y procesamiento de datos	19
1.7 Justificación e importancia de la investigación	20

1.8 Alcances y limitaciones	20
CAPÍTULO II	
ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL	22
2.1 El gas natural y la importancia de su distribución	22
2.2 Las fallas de mercado en la industria del gas natural	24
2.2.1 Monopolio Natural	27
2.2.2 Externalidades	31
2.2.3 Información Asimétrica	32
2.3 La regulación de precios de un monopolio natural	33
2.4 La cadena de suministro del gas natural	34
2.4.1 Extracción y procesamiento de gas natural	35
2.4.2 Transmisión de gas natural	36
2.4.3 Distribución de gas natural	37
2.4.4 Almacenamiento y comercialización de gas natural	38
2.5 El mercado mundial del gas natural	39
2.5.1 El consumo mundial de gas natural	40
2.5.2 La producción mundial de gas natural	41
2.5.3 El comercio internacional del gas natural	42
2.5.4 Las reservas mundiales de gas natural	44
CAPÍTULO III	
EL GAS NATURAL EN EL PERÚ	48
3.1 Los tipos de energía en el Perú	48
3.2 La importancia económica de la industria del gas natural en el Perú	48
3.3 Producción, reservas y exportaciones peruanas de gas natural	49
CAPÍTULO IV	
LA DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL	54
4.1 Marco normativo e institucional de la distribución de gas natural	54

4.2 Sistema de regulación tarifaria en la industria de gas natural	54
4.3 Regulación tarifaria de la distribución de gas natural	56
4.4 Empresas distribuidoras de gas natural	59
4.4.1 Cálidda	61
4.4.2 Contugas	63
4.4.3 Otras empresas distribuidoras	66
4.4.4 Problemas y limitaciones en la distribución de gas natural	66
4.5. La experiencia internacional en la distribución de gas natural	68
4.6. La distribución de gas natural en países de la región	71
4.6.1 Argentina	75
4.6.2 Brasil	77
4.6.3 Bolivia	80
4.6.4 Colombia	81
4.6.5 Chile	82
4.6.6 Uruguay	84
4.6.7 Venezuela	85
SEGUNDA PARTE: ESTIMACIÓN Y RESULTADOS	86
CAPÍTULO V	
ANÁLISIS DE EFICIENCIA	86
5.1 Medición de la eficiencia	86
5.2 La Eficiencia Productiva	87
5.3 Análisis Envolverte de Datos (DEA)	89
5.4 Análisis descripción de los datos	94
5.5 Modelo 1: Estimación del DEA	96
5.5.1 Resultados de la estimación del modelo DEA	96
5.6 Modelo 2: Estimación Econométrica	99
5.6.1 Resultados de la estimación del modelo econométrico	100
5.6.2 Resultado comparativo entre empresas	101

Conclusiones	103
Recomendaciones	106
Bibliografía	107
Anexos	119



LISTA DE TABLAS

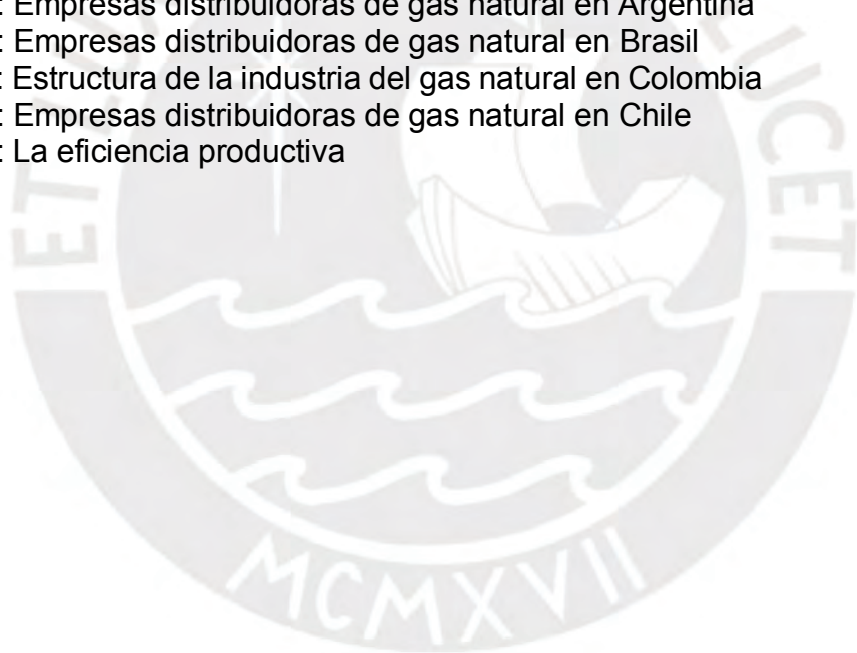
Tabla 1: Industrias de red con actividades de competencia	26
Tabla 2: Niveles de consumo mundial de gas natural	40
Tabla 3: Niveles de consumo mundial de gas natural	41
Tabla 4: Niveles de producción mundial de gas natural	42
Tabla 5: Niveles de producción mundial de gas natural	42
Tabla 6: Movimientos comerciales de Gas Natural Licuado - GNL	43
Tabla 7: Niveles de reservas probadas de gas natural	44
Tabla 8: América: Evolución de las principales reservas de gas natural	45
Tabla 9: Europa: Evolución de las principales reservas de gas natural	45
Tabla 10: Asia: Evolución de las principales reservas de gas natural	46
Tabla 11: Mundo: Evolución de los niveles de reservas de gas natural	46
Tabla 12: Indicadores económicos del sector hidrocarburos	49
Tabla 13: Reservas de gas natural y líquidos de gas natural	50
Tabla 14: Reservas de gas natural en el Perú	51
Tabla 15: Exportaciones de hidrocarburos	52
Tabla 16: Exportaciones de gas natural	53
Tabla 17: Exportaciones de Gas Natural Licuado - GNL	53
Tabla 18: Rangos de consumo de las categorías tarifarias - Cálidda	58
Tabla 19: Cálidda: Número de clientes con gas natural	61
Tabla 20: Cálidda: Volumen de ventas de gas natural	61
Tabla 21: Contugas: Número de clientes con gas natural	64
Tabla 22: Rangos de consumo de las categorías tarifarias - Contugas	64
Tabla 23: Contugas: Número de usuarios residenciales	64
Tabla 24: La distribución de gas natural en países de la región	72
Tabla 25: Estadística descriptiva	95
Tabla 26: Matriz de correlaciones	95
Tabla 27: Resultados de la estimación del modelo DEA	97
Tabla 28: Modelo DEA: Ranking de eficiencia por empresa	98
Tabla 29: Resultados de la estimación del modelo econométrico	101
Tabla 30: Modelo econométrico: Ranking de eficiencia por empresa	102
Tabla A1: Argentina: Importaciones de gas natural	119
Tabla A2: Argentina: Exportaciones de gas natural	119
Tabla A3: Brasil: Importaciones de gas natural	119
Tabla A4: Brasil: Exportaciones de gas natural	119
Tabla A5: Bolivia: Importaciones de gas natural	120
Tabla A6: Bolivia: Exportaciones de gas natural	120
Tabla A7: Colombia: Importaciones de gas natural	120
Tabla A8: Colombia: Exportaciones de gas natural	120
Tabla A9: Chile: Importaciones de gas natural	121
Tabla A10: Chile: Exportaciones de gas natural	121
Tabla A11: Uruguay: Importaciones de gas natural	121
Tabla A12: Argentina: Importaciones de GNL	122
Tabla A13: Argentina: Exportaciones de GNL	122
Tabla A14: Brasil: Importaciones de GNL	123

Tabla A15: Brasil: Exportaciones de GNL	123
Tabla A16: Colombia: Importaciones de GNL	124
Tabla A17: Chile: Importaciones de GNL	124
Tabla A18: Perú: Exportaciones de GNL	124



LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Consumo per cápita de gas natural	22
Gráfico 2: La regulación de precios en un monopolio natural	33
Gráfico 3: Funcionamiento de las redes de gas natural	34
Gráfico 4: Comercio internacional de gas natural por gasoductos	43
Gráfico 5: Evolución de la generación de energía por tipo de recurso energético	48
Gráfico 6: Producción anual de gas natural en el Perú	50
Gráfico 7: Participación de las exportaciones de gas natural	52
Gráfico 8: Sistema de composición del precio del gas natural	55
Gráfico 9: Zonas de concesión de las empresas distribuidoras de gas natural	60
Gráfico 10: Cálidda: Ratio de penetración	62
Gráfico 11: Cálidda: Redes de distribución	62
Gráfico 12: Cálidda: Consumo promedio residencial mensual	63
Gráfico 13: Contugas: Volumen de ventas de gas natural	65
Gráfico 14: Contugas: Consumo promedio residencial mensual	65
Gráfico 15: Factor R/P de los países de la región	74
Gráfico 16: Producción de gas natural en los países de la región	75
Gráfico 17: Empresas distribuidoras de gas natural en Argentina	76
Gráfico 18: Empresas distribuidoras de gas natural en Brasil	79
Gráfico 19: Estructura de la industria del gas natural en Colombia	81
Gráfico 20: Empresas distribuidoras de gas natural en Chile	83
Gráfico 21: La eficiencia productiva	88



LISTA DE SÍMBOLOS

Bcm	Billones de metros cúbicos
BTU	Unidad Térmica Británica
BOOT	Construir, Poseer, Operar y Transferir
Gpc	Giga pies cúbicos
Kw/h	Kilovatio por hora
m ³	Metros cúbicos
Mm ³	Miles de millones de metros cúbicos
Mpc	Mil pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MMSTB	Millones de Barriles de petróleo fiscalizados a condiciones Estándares
Pcd	Pies cúbicos diarios
Sm ³	Metros cúbicos estándar
WTI	West Texas Intermediate

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el mundo se ha preocupado por optar por energías menos contaminantes y que busquen el ahorro de recursos económicos, una de estas alternativas que permite lograr esos fines es el gas natural. Gracias a este recurso, nuestro país se encuentra experimentando un cambio en su matriz energética, esto desde el descubrimiento e inicio de las operaciones del gas de Camisea, es por ello que el gas natural se ha presentado como un fenómeno reciente, cuya participación ha permitido el crecimiento y desarrollo de diversas actividades económicas, industrias y sectores.

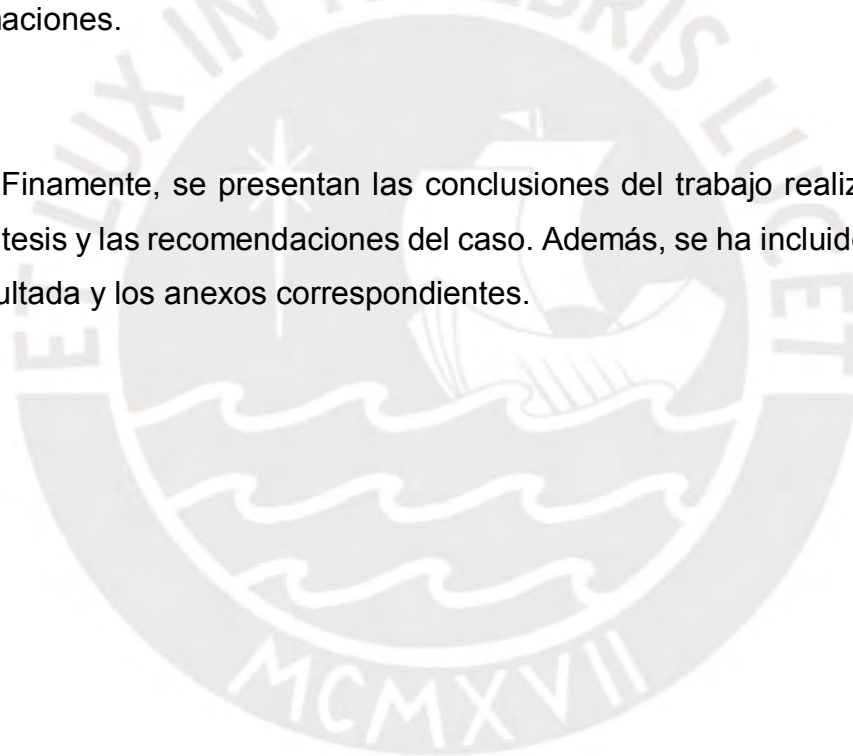
La cadena de valor para la obtención de este recurso energético implica procesos de exploración, explotación, producción o procesamiento, transporte, distribución y comercialización. Si bien en nuestro país estos procesos o actividades varían en sus características y aspectos regulatorios, la presente investigación se centra en la distribución. Partiendo de la premisa que la regulación aplicada a las empresas peruanas distribuidoras de gas natural, Cálidda y Contugas, ha sido adecuada y se encuentran en una mejor situación respecto a un conjunto de empresas de cinco países de la región, siendo el objetivo de la presente investigación analizar los niveles de eficiencia empleando la metodología del Análisis Envolvente de Datos (DEA, por sus siglas en inglés¹) para el período 2014 – 2017, luego se realiza una segunda estimación con metodología econométrica donde se obtienen resultados similares al DEA . Además, se busca conocer la evolución, características y regulaciones aplicadas en los demás países a la distribución de gas natural y efectuar comparaciones con el sistema peruano.

El presente trabajo presenta el siguiente esquema: en la sección I se aborda la descripción y aspectos metodológicos de la investigación, mientras que la

¹ DEA: Data Envelopment Analysis.

sección II contempla los aspectos económicos de la industria del gas natural, presentando las características económicas que incluye su importancia, las fallas de mercado, la regulación de un monopolio natural, la cadena de suministro y el mercado mundial del gas natural, en esta sección se presentan ejemplos relacionados a las actividades de distribución. La sección III presenta el gas natural en el Perú, esta sección es referencial debido a que pretende conocer el entorno de las actividades económicas y el desarrollo de estas. De otro lado, la sección IV comprende la distribución de gas natural, abordando aspectos relevantes de esta actividad económica en el Perú y en otros países de la región. La sección V comprende el diseño metodológico para la medición de la eficiencia durante el período de análisis, para luego mostrar y discutir los resultados de las estimaciones.

Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo realizado a lo largo de la tesis y las recomendaciones del caso. Además, se ha incluido la bibliografía consultada y los anexos correspondientes.



CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 **Ámbito y desarrollo de la investigación**

La presente tesis se desarrolla en el contexto del segmento de la distribución del gas natural en el Perú, a cargo de las empresas Cálidda y Contugas. La primera suministra el servicio de gas natural en Lima y Callao, mientras que Contugas en la región de Ica. La idea fundamental es estimar una función de costos que permita conocer cuál ha sido el desempeño de estas empresas.

1.2 **Antecedentes bibliográficos**

La literatura comprende conocer los métodos de estimación de la eficiencia que se clasifican en métodos de eficiencia media y eficiencia de frontera. Por un lado, el método de Eficiencia Media se realiza mediante Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), mientras que los Métodos de Frontera comprende los métodos Paramétricos y No Paramétricos. Entre los métodos Paramétricos se encuentran el Análisis de Frontera Estocástica (SFA) y el de Frontera Determinística (DFA). Por otro lado, en los métodos No Paramétricos se encuentran el Análisis Envoltente de Datos (DEA) y la Productividad Total de Factores (PTF).

Si bien el objeto de la presente tesis es el conocer el desempeño de las compañías distribuidoras de gas natural en función de sus costos, Neuberger (1977) había identificado un conjunto de actividades que se emplean en la distribución de eléctrica y que resultan compatibles con la distribución de gas

natural². Asimismo, indica que los costos de estas compañías pueden ser explicadas por cuatro variables, siendo estas: (i) el número de clientes atendidos, (ii) el total de energía vendida o suministrada (en Kw/h), (iii) la longitud de las redes o líneas de distribución (en Km) y (iv) la zona de distribución o concesión (área en Km²). En esa misma línea, autores como Burns y Jones (1996) consideran otras variables adicionales como: demanda máxima, dispersión de los usuarios, capacidad de transformación y estructura de la demanda.

Scarsi (1999) por su parte, analiza la eficiencia del sector eléctrico italiano, estima una función de costos basándose en tres insumos y dos productos. Además, utilizó variables ambientales como son: la densidad de los consumidores, la estructura de mercado (según la categoría) y variables dummy que representan la calidad o las características de los terrenos en la zona de distribución.

Un rasgo fundamental para estimar una función de costos tipo Cobb - Douglas es considerar el precio de los insumos como el trabajo y el capital, este último se caracteriza por la dificultad de obtener información, y en efecto, autores como Huettner y Landon (1977) y Pollit (1995) han desarrollado estimaciones de eficiencia aplicado al sector de energía eléctrica obviando este precio. Es preciso añadir que, en general, la orientación adoptada por estos autores ha sido formular modelos semilogarítmicos.

En cambio, Thompson (1997) utiliza un modelo logarítmico³ para estimar la función de costos del suministro de energía para 83 compañías en Estados Unidos. Rodríguez y Rossi (1999) desarrollaron tres modelos para medir la

² Neuberger señala lo siguiente: (i) la actividad de distribución, (ii) facturación y lectura de medidores, (iii) las ventas y (iv) la actividad administrativa. Este criterio se ha empleado en la búsqueda de literatura que pueda aportar información relevante sobre el desempeño de las variables a emplear para la estimación del modelo.

³ También llamado doble-logaritmo.

eficiencia: frontera estocástica, frontera determinística y modelo de eficiencia media (efectos fijos) para 8 empresas argentinas distribuidoras de gas natural.

Bonifaz y Santín (2000) analizaron la eficiencia relativa de 16 empresas peruanas de distribución eléctrica para el período 1995-1998, adoptando la metodología del DEA. Luego, Bonifaz y Rodríguez (2001) estimaron una frontera estocástica bajo el método de Máxima Verosimilitud (MV) para conocer el comportamiento de la ineficiencia y el cambio tecnológico para el mismo período y grupo de empresas.

Sanhueza (2003) utiliza el DEA para calcular una frontera de eficiencia y determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD) para un grupo de empresas de distribución eléctrica en Chile. Por último, la empresa consultora Quantum (2010) desarrolla un modelo de fronteras estocásticas para 24 empresas distribuidoras de gas natural de América Latina.

1.3 Planteamiento y formulación del problema de investigación

1.3.1 Planteamiento de la realidad del problema

El presente trabajo de tesis tratará de explicar los niveles de eficiencia de las empresas peruanas prestadoras del servicio de distribución de gas natural, Cálida y Contugas, y comparar estos resultados con las empresas de otros países de la región.

1.3.2 Formulación del problema

La presente investigación busca analizar y explicar el siguiente problema: ¿Cuál ha sido el desempeño en términos de eficiencia de las empresas distribuidoras de gas natural en el Perú y cómo son estos resultados respecto a otros países de la región, qué aspectos han influido en su desempeño?

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Estimar un modelo que permita conocer los niveles de eficiencia de las empresas peruanas distribuidoras de gas natural, es decir, Cálidda y Contugas.

1.4.2 Objetivos específicos

- Conocer los niveles de eficiencia con los que operan estas empresas y compararlas con las de otros países de la región, es decir, determinar si el total de empresas han sido eficientes en el uso de sus recursos para luego establecer un ranking en función a la eficiencia estimada.
- Determinar si los resultados obtenidos se han debido gracias a la regulación aplicada al sector distribución, es decir, si estas empresas distribuidoras han alcanzado rentabilidades o retornos a actividades cuyo riesgo sea similar. En ese sentido, conocer los niveles de eficiencia constituye una herramienta regulatoria importante.

1.5 Hipótesis

1.5.1 Hipótesis general

Desde el inicio de las operaciones de Camisea, el desarrollo de la industria de gas natural en el Perú ha sido importante en tan pocos años, por lo que la regulación aplicada a las empresas peruanas distribuidoras de gas natural ha sido adecuada y se encuentran en una mejor situación respecto a las empresas de otros países de la región.

1.5.2 Hipótesis específicas

- Los niveles de eficiencia con los que operan las empresas peruanas de distribución de gas natural son alentadores (favorables) en comparación con otros países de la región, es decir, en términos generales, han sido eficientes en el uso de sus recursos, además los resultados de la eficiencia estimada se reflejan dentro del ranking elaborado.
- Los resultados obtenidos se han debido gracias a la regulación aplicada al sector distribución, esto ha permitido a estas dos empresas obtener rentabilidades o retornos a actividades con riesgo similar.

1.6 Metodología de investigación

La metodología de investigación de este trabajo es el Análisis Envolvente de Datos (DEA), metodología no paramétrica que utiliza programación lineal, en

donde la idea fundamental es obtener una frontera (envolvente) mediante combinaciones lineales, permitiendo así medir las eficiencias relativas de un conjunto de unidades, bajo el supuesto que estas sean homogéneas. Mayor información en la sección 5.3.

1.6.1 Tipo y nivel de la investigación

El tipo y nivel de investigación es descriptiva-explicativa, ya que por medio de la recolección de datos y el respectivo análisis de los resultados de la metodología DEA se busca corroborar las hipótesis y así formular conclusiones.

1.6.2 Período de la investigación

El período de análisis comprende desde los años 2014 al 2017.

1.6.3 Variables

Variable dependiente o explicada:

Costos

Variables independientes o explicativas:

Volumen de ventas

Número de clientes totales/residenciales

Km de redes

Empleados

Salarios

1.6.4 Técnicas e instrumentos de recolección de la información y procesamiento de datos

La técnica de recolección se dio a través del análisis de la documentación estadística y económica de las empresas prestadoras del servicio de distribución de gas natural en países de la región, además de los reportes de las entidades o autoridades correspondientes del sector.

El procesamiento de datos se explica a continuación:

- 1) Se estudió los aspectos generales de la industria del gas natural y, en forma específica, el segmento de la distribución. Esto comprende entender las condiciones de mercado y otros aspectos relevantes, además de identificar a las empresas operadoras o prestadoras del servicio de distribución de gas natural.
- 2) Se analizó distintas metodologías que busquen estimar la eficiencia. Asimismo, la revisión de trabajos afines a la presente investigación que permita identificar variables fundamentales y metodologías que expliquen el comportamiento de las empresas distribuidoras.
- 3) Se recolectaron datos de las empresas distribuidoras con la finalidad que sean uniformes y comparables.
- 4) Se procesaron los datos de las variables empleadas para representarlas con la metodología seleccionada.

- 5) Finalmente, se obtuvieron los valores estimados (resultados), para luego ordenarlos en un ranking en función a la eficiencia obtenida.

1.7 Justificación e importancia de la investigación

La investigación planteada busca obtener evidencia en resultados empíricos que permita conocer el desempeño (eficiente o no) de un grupo de empresas distribuidoras de gas natural de cinco países y compararlos con las empresas distribuidoras peruanas. Por tal motivo, se requiere necesario la construcción de un modelo que permita realizar una estimación para poder conocer estos niveles de eficiencia, en base a la información disponible (datos de las compañías y regulaciones aplicadas en cada país).

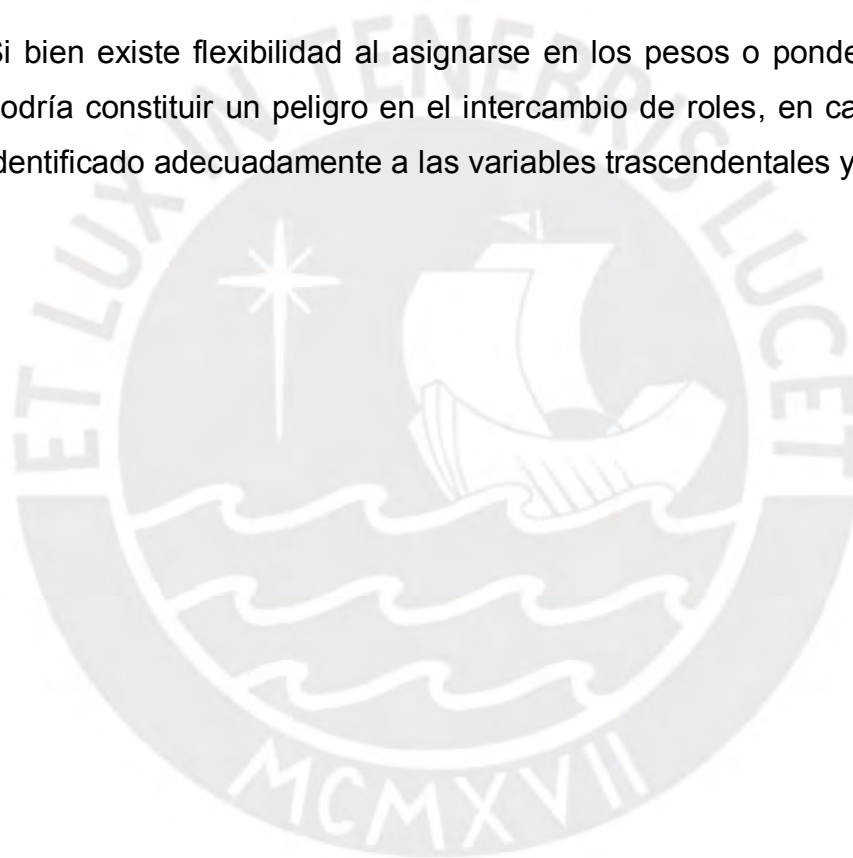
1.8 Alcances y limitaciones

Los alcances que permite esta investigación está en función de las variables y metodología empleada son las siguientes:

- 1) La metodología no paramétrica del DEA no requiere especificación de la función objeto a estimar.
- 2) El DEA permite clasificar a las unidades analizadas en eficientes e ineficientes, teniendo información particular de cada de ellas y mostrando una referencia para las unidades ineficientes.
- 3) Los pesos o ponderaciones empleadas a las variables independientes no están asignadas a priori, es decir, permite la flexibilidad de elección y asignación.

Por otro lado, las limitaciones que presenta la metodología aplicada son:

- 1) Exigencia de la homogeneidad de las unidades de análisis, lo cual implica que tanto los inputs, outputs y escalas sean homogéneas.
- 2) Dada las restricciones se pueden presentar soluciones no factibles, además que pueden generarse nuevos o múltiples resultados en función a estas, una tarea adicional sería realizar estudios de sensibilidad.
- 3) Si bien existe flexibilidad al asignarse en los pesos o ponderaciones, esto podría constituir un peligro en el intercambio de roles, en caso no se haya identificado adecuadamente a las variables trascendentales y secundarias.



CAPÍTULO II

ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

2.1 El gas natural y la importancia de su distribución

El gas natural está compuesto por hidrocarburos de estado gaseoso, principalmente el metano y en menor composición el etano y propano, presentando además ciertas trazas de otros componentes de combustibles que son más pesados y algunas impurezas como el vapor de agua, nitrógeno y dióxido de carbono. El gas natural se extrae de pozos perforados a profundidades entre los 800 y 2 000 metros, por lo general, se encuentra mezclado, una vez en la superficie con agua y otros hidrocarburos líquidos (Castro y Sanhueza, 2004).

Las ventajas que ofrece el gas natural es que es una energía limpia, económica, segura y cómoda. Dada estas ventajas, su creciente consumo ha traído como consecuencia que exista un incremento en las transacciones comerciales de este recurso, el cual es empleado principalmente para la generación de energía eléctrica, así como sus diversos usos en la industria y la petroquímica. El siguiente gráfico muestra el consumo per cápita por país, en donde una mayor intensidad de color refleja mayores niveles de consumo y, viceversa.

Gráfico N° 1
Consumo per cápita de gas natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

Según la *Energy Information Administration (EIA)*, el gas natural es un tipo de energía que muestra mayor crecimiento en su consumo, representando el 24% de la matriz energética mundial.

La industria del gas natural comprende cinco actividades que son la exploración, la explotación, el transporte, la distribución y la comercialización. De manera convencional, el traslado del gas natural se realiza mediante redes de suministros o ductos, diseñados para atender a una diversidad de consumidores. Estas redes son exclusivas para abastecer de gas natural vía conexiones domiciliarias o mediante enlaces hacia la red principal de distribución para el abastecimiento de la industria (Coapaza 2015).

Según Castro y Sanhueza (2004) existe una característica muy relevante, y es que la industria del gas natural separa geográficamente a los productores y a los consumidores, esta separación permite la distinción entre dos bienes, el gas como recurso y las actividades especializadas en transportarla hacia los consumidores finales.

Precisamente la distribución cumple ese papel fundamental dentro de la cadena de valor de la industria del gas natural y es que, para lograr este propósito resulta necesario realizar una serie de inversiones en infraestructura de redes y otros servicios esenciales para la mejora continua del sistema. Por tanto, las empresas prestadoras del servicio de distribución no sólo son responsables de distribuir el gas natural de manera segura y eficiente a los consumidores, además de ello, son responsables que la red de distribución permita el flujo de energía e información entre todos los participantes del mercado, así como el desarrollo de nuevos servicios y funcionamiento de la red⁴.

⁴ A diferencia de la electricidad, el consumo de gas natural es más predecible y, por lo tanto, la seguridad de la red es más fácil de lograr.

En relación con este punto, es pertinente acotar que, cumplir con estas funciones permite aprovechar las economías de escala y la capacidad de almacenamiento. En síntesis, un manejo eficiente de las redes mejora todo el sistema: “Un mercado que funcione bien no sólo dará señales de precio positivas a los participantes del mercado donde el gas natural se puede usar de manera más eficiente, también crea un clima favorable para los inversores, lo que incentiva la inversión en toda la cadena de valor del gas natural” (Geode 2014:8).

2.2 Las fallas de mercado en la industria del gas natural

La regulación es una de las formas mediante el Estado promueve el bienestar social y económico de su población. De manera general, consiste en el establecimiento de normas, reglas o leyes que regulan conductas o exigen estándares, con el objetivo de mantener un orden y garantizar los derechos de los miembros de la comunidad, ciudadanos y empresas⁵.

Asimismo, la regulación busca como objetivo ser *efectiva*, al buscar solucionar un problema en concreto, otorgando beneficios a los ciudadanos y a las empresas. El otro objetivo es que la regulación sea *eficiente*, es decir, que los participantes logren que los beneficios se den minimizando los costos a los administrados y a la economía. De esta manera se genera un ambiente grato para los negocios, garantizando así los respectivos derechos a las empresas prestadoras del servicio regulado y a los ciudadanos.

Si bien la regulación es la alternativa al funcionamiento de un mercado, la competencia perfecta posee características o supuestos ideales como la homogeneidad de los productos, la simetría de la información, la no existencia de externalidades y bienes públicos. Además de estos, existe la atomización del

⁵ Adaptado de: Comisión Federal de Mejora Regulatoria, Centro de Investigación y Docencia Económicas A.C. Guías para la Mejora Regulatoria Municipal, Análisis de Políticas Regulatorias.

mercado, en donde ninguno de los agentes participantes tiene poder suficiente para alterar o influenciar en los precios, los cuales se encuentran regidos por la interacción de la ley de la oferta y la demanda. De esta forma, al cumplirse estas condiciones ningún tipo de regulación justifica la intervención en el mercado, ya que ésta traería distorsiones y, en consecuencia, pérdidas de eficiencia para la sociedad.

En cuanto los mercados no cumplan con uno o más de estos supuestos planteados se originan las denominadas fallas de mercado, las cuales al dejar actuar libremente en el mercado producen los problemas anteriormente mencionados. De ser el caso y adicionalmente a que existen características específicas de cada mercado y sus efectos distributivos, es que se justifica su intervención⁶. Según esto último, existe un conjunto de industrias de red, las cuales se caracterizan por la utilización y el desarrollo de una serie de infraestructura indispensable que permita conectar la oferta de bienes o servicios con los usuarios o clientes finales. Por tanto, la posibilidad de separación y/o duplicación de la misma infraestructura de red resulta ineficiente. Es por ello que ciertas actividades están a cargo de una sola entidad o empresa, lo que le otorga poder de mercado.

De acuerdo con Gönenç, Maher y Nicoletti (2001) ciertos sectores con características de industrias de red presentan un conjunto de actividades que pueden llevarse a cabo bajo condiciones de competencia y otras en la que no es posible hacerlo. En la industria del gas natural, las actividades de transporte y distribución no pueden realizarse bajo condiciones de competencia, por lo tanto, estas actividades deben realizarse por un solo agente (monopolio natural) en una determinada zona o extensión geográfica.

⁶ La regulación se justifica si, los beneficios de corregir las distorsiones producidas superan a los costos de la intervención (incluyendo las fallas de mercado).

Tabla N° 1
Industrias de red con actividades de competencia

Sector	Actividades que usualmente no se pueden realizar en competencia	Actividades que potencialmente se pueden realizar en competencia
Telecomunicaciones	Bucle local.	Telefonía de larga distancia, telecomunicaciones móviles y servicios de valor añadido.
Electricidad	Transmisión de alta tensión y distribución local.	Generación y comercialización.
Gas Natural	Transmisión a alta tensión y distribución local.	Producción, almacenamiento y comercialización.
Agua	Distribución de agua y aguas residuales.	Recogida y tratamiento.
Ferrocarril	Infraestructura de vías y señalización.	Operaciones de trenes de y servicios de mantenimiento.
Transporte Aéreo	Servicios de aeropuertos como aterrizajes y slots.	Operaciones de aeronaves, servicios de mantenimiento y servicios de comidas.

Fuente: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD)

Ante esta situación, la regulación busca evitar que las decisiones, de agentes los agentes perjudiquen el interés público y al tener naturaleza económica se justifica la intervención del Estado, para que éste asigne de una mejor manera los recursos en el mercado y cumpla con su rol de agente regulador al garantizar el acceso abierto y no discriminatorio a este tipo de infraestructuras.

Por último, se fundamentan cada una de las fallas de mercado en el sector gas natural, siendo estas: el monopolio natural (barreras a la entrada y costos hundidos), las externalidades y la información asimétrica. Si bien la presencia de un monopolio natural justifica la participación del Estado, esto no constituye razón única para su intervención dado que existen características propias de cada sector como se señaló anteriormente.

2.2.1 Monopolio Natural

Un monopolio natural funciona como una industria en la que una empresa puede producir toda la producción a un menor costo que dos o más empresas, es decir, se configura en un solo ofertante, quien se encuentra en aptitud de atender a una industria completa o a todo el mercado. Por tanto, se verifica principalmente la fijación de precios y cantidades de bienes a producirse de manera independiente, esto es sostenible en tanto el producto ofrecido por este único ofertante no cuente con sustitutos perfectos y/o existan barreras de acceso que lo sitúen en un mercado no contestable⁷. Además, existen actividades o industrias donde la competencia no es posible dada sus características, y en caso lo sea restaría eficiencias a la sociedad, es por ello que la provisión de un determinado bien o servicio se logra con menores costos si es proporcionada por un solo agente⁸, a esto se le conoce como *subaditividad de costos* y constituye la característica fundamental de un monopolio natural, cuya representación es la siguiente:

$$\sum_{i=1}^n C(Y_i) > C\left(\sum_{i=1}^n Y_i\right)$$

Es decir: $C(Y_1) + C(Y_2) + \dots + C(Y_n) > C(Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n)$, donde $\sum Y_i \neq 0$.

La subaditividad de costos puede ser explicada por factores como la tecnología y la demanda. Respecto a este último factor, se puede afirmar que, con el paso del tiempo y la maduración del mercado se podría condicionar la permanencia o no de una empresa que es monopolio natural.

⁷ La teoría de los mercados contestables desarrollada por Baumol quien define a la contestabilidad como la efectividad de las barreras a un determinado mercado.

⁸ Las ineficiencias del monopolio son: asignativa, productiva, distributiva, dinámica, disipación o búsqueda de rentas y problemas de la calidad.

Respecto a la industria del gas natural, existen altos costos fijos en los diferentes segmentos, por lo que resulta conveniente que el servicio lo provea una sola empresa y en donde la competencia en muchos casos no es eficiente, pues esto llevaría a la duplicación de costos. Los agentes vinculados a los segmentos del transporte y la distribución tienen posición dominio en el mercado (por ser un monopolio natural) y por ende tienen incentivos para negarse injustificadamente a brindar sus servicios, proporcionar productos y para obtener beneficios causando perjuicios en el mercado⁹.

La segunda característica relevante de un monopolio natural son las *economías de escala*, es decir, cuando aumentan la producción sus costos caen (específicamente el costo medio), esto implica que tanto los costos medios como los costos marginales son decrecientes en todos los niveles de producción. Según Church y Ware (2000) los factores que determinan las economías de escala son los costos fijos y los de instalación, la división del trabajo y los recursos especializados, economías de reservas en masa y los rendimientos volumétricos a escala.

Este último es determinante en las actividades de distribución de gas natural, por ejemplo, en caso el diámetro de los ductos se duplique los costos responderán de la misma forma, no obstante, la capacidad del ducto podría llegar a cuadruplicarse¹⁰. Esta representación muestra claramente la existencia de economías de escala, en donde la producción o capacidad se incrementan en mayor proporción que los costos (Dammert, Molinelli y Carbajal, 2013).

Estas dos características de gran relevancia varían si se trata de un monopolio uniproducción o multiproducción. Un *monopolio natural uniproducción* es un

⁹ Un ejemplo de los efectos anticompetitivos, como es el caso Termochilca contra el Consorcio Camisea, según el Expediente 054-2010/CLC-INDECOPI.

¹⁰ Esto suponiendo que existe un flujo constante, es decir, no hay capacidad ociosa (también aplica para las actividades de transporte).

mercado en donde una sola empresa abastece de un bien o servicio, mientras que un *monopolio natural multiproducto* oferta un conjunto, canasta o vector de productos. Para poder realizar estas actividades se debe cumplir con otra condición adicional, denominada *economías de alcance* o *economías de ámbito*, esto estipula que resulta más barato producir simultáneamente (producción conjunta) que de manera separada. La representación en caso de dos productos es la siguiente:

$$C(y_1, y_2) < C_1(y_1) + C_2(y_2)$$

En el caso de un monopolio uniproducto las economías de escala son condición suficiente pero no necesaria para la existencia de subaditividad de costos o monopolio natural¹¹. De otro lado, para un monopolio multiproducto las economías de escala no son condición necesaria o suficiente para que los costos sean subaditivos, ya que el efecto puede ser contrarrestado por las deseconomías de alcance¹².

La industria del gas natural se caracteriza por ser multiproducto, al existir en el mercado mundial diferentes tipos de productos que constituyen su oferta, estos varían según su composición, procesamiento y usos, siendo los principales: el gas natural seco, el gas natural licuado (GNL), el gas licuado de petróleo (GLP), líquidos gas natural (LNG) y también se encuentra en la gasolina natural. Respecto al uso vehicular, se utiliza indistintamente los términos de gas natural comprimido (GNC) y gas natural vehicular (GNV).

¹¹ Según Gallardo (1999) la existencia de costos medios decrecientes garantiza la existencia de subaditividad de costos, sin embargo, la existencia de esto último no implica necesariamente la existencia de costos medios decrecientes.

¹² Las deseconomías de alcance o de ámbito se definen como: "situación en la que la producción conjunta de una empresa es menor que la que podrían lograr empresas independientes produciendo cada una un único producto" (Pindyck 2009: 280).

Las otras características relevantes que muestran los monopolios naturales son las barreras a la entrada y los costos hundidos, los cuales se detallan a continuación:

- **Barreras a la entrada**

Spulber (1989) define a las barreras a la entrada como el costo en el que incurre una empresa entrante y no establecida. En los segmentos de mercado comprendidos en la exploración, explotación, transporte y distribución requieren de grandes inversiones para afrontar los costos de instalación de los sistemas de suministro. También se asume una serie de riesgos, tales como el fracaso en la exploración, peligros en el manejo de la seguridad, entre otros.

La distribución del gas natural se caracteriza por realizar inversiones que tienen la particularidad de ser irre recuperables y específicas al giro del negocio, debido a que no es posible convertir o trasladar a otros usos la infraestructura instalada, en caso las empresas operadoras abandonen el servicio.

- **Costos hundidos**

Son aquellos costos de inversión y retrospectivos que han sido incurridos en el pasado y generan un flujo de beneficios durante un horizonte prolongado pero que no pueden ser recuperados. En las actividades de distribución de gas natural los costos hundidos se encuentran representados por la red de ductos, las plantas compresoras y otras infraestructuras instaladas.

2.2.2 Externalidades

Según Maté y Pérez (2007) una externalidad se produce cuando el bienestar de un consumidor o las posibilidades de producción de una empresa o ambas a la vez se ven directamente afectadas (de manera positiva o negativa) por el comportamiento de otro agente (empresa o consumidor) y no se refleja el pago o recompensa en la economía. Así podemos encontrar externalidades generadas por un consumidor y sufridas por otro, de un consumidor a una empresa, de una empresa a otra o de una empresa a un consumidor.

Las externalidades positivas son todas aquellas acciones o decisiones que logran incrementar o favorecer el bienestar, el consumo, la productividad, entre otros. De otro lado, *las externalidades negativas* cuyas consecuencias afectan de forma contraria, por ejemplo, la creación de residuos sólidos puede lograr contaminar el suelo, el aire y el agua, afectando a la sociedad y contribuyendo al calentamiento global. Sin embargo, estos costos asociados a dicha contaminación no son asumidos por los agentes que la generan y son trasladados a la sociedad, es decir, no se encuentra incorporado la mantención del ecosistema que deteriora esta actividad. De esta manera, al existir factores que traen este tipo de externalidades y estas no se encuentran contenidas en el precio, la política pública debe buscar que los privados incorporen (o internalicen) estos costos en sus decisiones, tanto hacia los demás agentes como al ecosistema¹³.

Las formas de intervención del Estado se pueden presentar de distintas maneras, ya sea mediante la asignación de derechos de propiedad, imponiendo impuestos en actividades que generen externalidades negativas, subsidiando

¹³ Para entender este análisis podemos citar los incidentes en el ducto de Camisea contenidos en el Informe Defensorial N°103: “El proyecto Camisea y sus efectos en los derechos de las personas”. Respecto a la afectación que altera el ecosistema, este mismo informe plantea esta cuestión a través de los incidentes suscitados en el ducto.

actividades que generen externalidades positivas y, finalmente, regulando las actividades económicas que generen externalidades para desincentivarlas o fomentarlas.

2.2.3 Información Asimétrica

La información asimétrica se presenta cuando un comprador o vendedor poseen información diferente o insuficiente para poder realizar una transacción, teniendo como característica que esta información podría ser costosa, debido a que no se compensa a los que la proporcionan, además no se cuenta con la capacidad necesaria para interpretar dicha información. Otra forma, es que se presenten incentivos en el mercado para proporcionar información falsa, donde los costos de proporcionarla son menores a los beneficios que se obtendrían. Por lo tanto, al presentarse esta falla de mercado la información resulta ser inadecuada para la toma de decisiones.

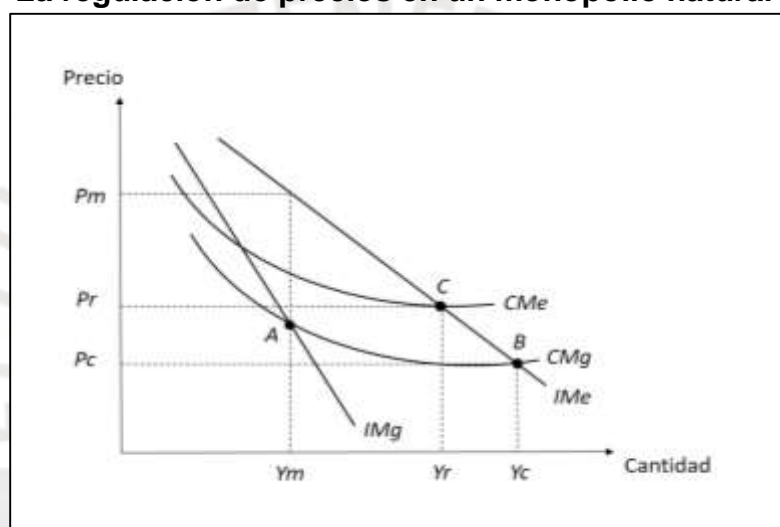
Se considera que en un mercado de competencia perfecta los participantes de la actividad cuentan con el mismo nivel de información. Sin embargo, cuando esta condición no se cumple, debido a la propia naturaleza técnica de la actividad, se generan incentivos a los agentes para ocultar información sobre la calidad, los contratos, los acuerdos comerciales, entre otros. En consecuencia, no permite alcanzar una asignación eficiente de los recursos¹⁴.

¹⁴ Un ejemplo de ellos es el Caso Termochilca vs. el Consorcio Camisea, en donde se analiza la Norma Técnica Peruana 111.011 - 2014 en la que se determinan aspectos técnicos en la distribución de gas natural, contemplando aspectos de calidad y seguridad.

2.3 La regulación de precios de un monopolio natural

La regulación de precios de una empresa con características de industrias de redes como es la distribución de gas natural, constituye un monopolio natural, éste al igual que una empresa competitiva buscará maximizar sus ganancias igualando su precio al costo marginal.

Gráfico N° 2
La regulación de precios en un monopolio natural



Fuente: Elaboración propia

En caso la empresa no se encuentre regulada, se vendería a un determinado precio y a un nivel de producción (Punto A), generando una pérdida de bienestar (eficiencia social) significativa. Por otro lado, ante un escenario en donde la autoridad reguladora deseara maximizar los niveles de bienestar tendría que efectuarse a un precio y cantidad de competencia, a este resultado se conoce en la literatura como *primer óptimo* o *primer mejor* (Punto B). Sin embargo, a este precio la empresa regulada no cubriría sus costos medios, obteniendo pérdidas y en riesgo de quiebre o supervivencia¹⁵. Por lo

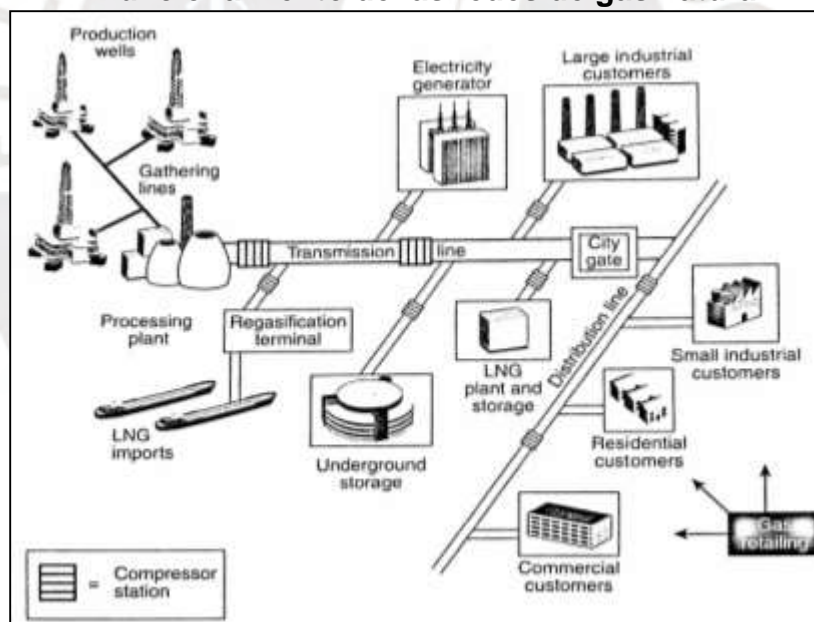
¹⁵ Una alternativa es el establecimiento de un subsidio por parte del Estado para que la empresa logre alcanzar su primer mejor, esta medida ha llevado a muchas críticas debido a que los fondos del subsidio para cubrir dichas pérdidas se originan en el mismo u otros mercados, originando

tanto, la mejor alternativa sería fijar un precio en donde se intersecten las curvas de ingreso medio (demanda) con el costo medio, en este caso la empresa regulada no obtiene beneficio económico alguno y la producción es la mayor posible sin que la empresa presente riesgo de desaparecer, a este resultado se le denomina *segundo mejor* (Punto C).

2.4 La cadena de suministro del gas natural¹⁶

El siguiente gráfico se presenta la forma esquemática del funcionamiento de la cadena de suministro de gas natural¹⁷.

Gráfico N° 3
Funcionamiento de las redes de gas natural



Fuente: Decker (2015)

así distorsiones en los mercados y pérdidas de bienestar (Dammert, Molinelli y Carbajal 2013: 140).

¹⁶ Esta revisión está basada en el capítulo 9 de Decker, C. (2015).

¹⁷ En el año 2011 se hizo una estimación de los costos a lo largo de la cadena de suministro para catorce capitales de Europa, en donde los costos al por mayor representaban el 69% y los costos de red correspondían al 31%. Mientras que, en ese mismo año para los Estados Unidos, el precio promedio de los pozos de gas natural representa alrededor de 36% del precio final, el resto incluye los costos e impuestos de red.

La cadena de suministro del gas comprende tradicionalmente la extracción y procesamiento del gas, la transmisión o transporte se realiza a través de tuberías de alta presión atravesando grandes distancias hacia las áreas de mayor consumo, mientras que la distribución del gas se realiza a través de tuberías de baja presión con destino a los usuarios finales. Sin embargo, es necesario, mencionar que el gas natural debe ser almacenado en varios puntos, esto incluye una red de tuberías de transmisión o en portadores de gas natural.

2.4.1 Extracción y procesamiento de gas natural

Las actividades de extracción y procesamiento empiezan tradicionalmente con el descubrimiento de depósitos o campos de gas natural, el cual ocurre junto a la búsqueda de otros depósitos tales como petróleo o carbón. Las empresas grandes suelen emprender estas actividades exploratorias, y es común para estas empresas establecer contratos de *joint ventures* para gestionar los riesgos asociados con los proyectos y compartir costos sustanciales de capital. Una vez que los campos de gas natural son descubiertos, el proceso de extracción empieza de forma convencional, perforando pozos en las rocas y el retiro del gas. Luego, el gas extraído es procesado para separar el metano de otros líquidos o gases, así como de las impurezas y, finalmente obtener el gas seco, el cual resulta adecuado para transportarlo a largas distancias.

Existen dos formas o fuentes de obtener el gas natural, una convencional y otra no convencional. La primera, resulta ser discreta con reservorios bien definidos y la extracción de gas involucra la perforación en pozos verticales. La segunda, se encuentran en formaciones rocosas menos porosas, y puede ser distribuida sobre un área mucho más grande que los depósitos de gas convencional. A su vez, este gas no convencional se puede obtener de tres formas: (i) en arenas de gas (atrapado en roca dura o caliza relativamente impermeable), (ii) metano en carbón (atrapado en la matriz sólida del carbón) y

(iii) *shale gas* o *gas exquisito* (se obtiene en las formaciones rocosas de grano fino).

Cabe mencionar que también se realizan perforaciones horizontales cuya finalidad es crear una superficie máxima del contacto con el shale gas; sin embargo, estos métodos de extracción tienden a ser más costoso que la extracción de gas convencional, además de presentarse algunos riesgos ambientales.

En términos de costos, las actividades de exploración de un pozo de gas natural tienen un costo entre 20 y 30 millones de dólares (a precios constantes de 2014) en tierra, mientras que en el mar es de aproximadamente el doble. Mientras que las actividades que comprenden la explotación de los yacimientos de gas natural presentan unos costos típicos que fluctúan entre US\$ 1.20/mpc y US\$ 2.60/mpc¹⁸, esto principalmente en función al nivel de reservas, tiempo de vida, profundidad y producción de cada pozo, presión y composición del gas.

2.4.2 Transmisión de gas natural

Una vez que el gas natural ha sido extraído y procesado es transportado a lugares de producción y a mayores áreas de consumo, esto incluye ciudades y grandes usuarios industriales. Generalmente, la localización de las plantas de procesamiento de gas natural se encuentra lejos de aquellas áreas de mayor consumo, y el transporte de gas natural se realiza a través de tuberías de transmisión de alta presión que recorren largas distancias.

¹⁸ Equivalen aproximadamente a un millón de BTU.

En países como Australia, Estados Unidos y en muchas partes de Europa, el gas natural cruza sobre fronteras estatales o nacionales. En muchos de estos países la diversidad de estructuras permite que se puedan lograr economías de escala. Por lo tanto, la transmisión no tiene por qué integrarse bajo una estructura común para lograr dichas economías. De esta manera los productores y sus almacenes proveen o inyectan determinadas cantidades de gas natural en las redes de transmisión cada día, estas inyecciones son hechas en ciertos puntos de entrada para transportar a numerosos puntos de salida. Una parte importante es la gestión del flujo y el volumen de gas, así como la presión de las tuberías.

Los usuarios de tuberías de transmisión de gas, así como los grandes clientes industriales, generadores de electricidad y distribuidores de energía obtienen gas natural directamente de los productores, interconectando tuberías, con los depósitos o instalaciones. Algunos usuarios industriales, como las centrales eléctricas de gas o las instalaciones de almacenamiento pueden conectarse directamente a las redes de transmisión y obtener gas a alta presión.

2.4.3 Distribución de gas natural

La distribución local involucra el transporte de gas natural desde el punto de interconexión de la tubería de transmisión con el sistema de tuberías de distribución, conocido como *city gate*, a los usuarios finales de gas natural, tales como clientes industriales, hogares y generadoras de electricidad. En términos físicos, las tuberías de distribución presentan un diámetro mucho más pequeño que las tuberías de transmisión, además de servir a un gran número de usuarios finales. Una red de distribución típica puede comprender miles de kilómetros de alta, media y baja presión de tuberías de distribución, las cuales se encuentran interconectadas unas con otras, así como equipos de medición y estaciones de regulación de presión.

El número de empresas operadores de distribución varía por países, por ejemplo, en la República de Irlanda cuenta con un operador, el Reino Unido con ocho y Australia trece operadores del sistema de distribución; caso contrario ocurre en países europeos como Alemania, Austria, Bélgica, Italia y Polonia, en donde el número de pequeñas empresas operadoras es bastante alto, se entiende que funcionan en áreas locales y cuentan un pequeño número relativo de conexiones. Una situación similar ocurre en los Estados Unidos, en donde el número de redes locales de distribución que opera es de alrededor 1 200, estas se encuentran reguladas por las comisiones de regulación en los diferentes estados.

Según Dammert (2017) el costo típico de una planta de licuefacción de gas por cada 500 millones de pcd es aproximadamente de US\$ 1.80 por mil pcd, esto incluye el embarque en los buques. El transporte de gas natural por vía marítima se realiza en forma licuada, es decir, GNL, siendo el costo por una distancia de 5,000 km alrededor de 1.00 US\$ por mil pcd, mientras que la regasificación tiene un costo aproximado de 0.90 US\$ por mil pcd.

2.4.4 Almacenamiento y comercialización de gas natural

La capacidad de almacenamiento resulta ser de gran importancia o atributo dentro de la cadena de suministro de gas natural. Esto no sólo garantiza satisfacer los distintos tipos de demanda, sino también ayuda a suavizar la volatilidad de los precios a corto plazo, es decir, permite a los participantes tales como productores, minoristas y transportistas poder gestionar la disponibilidad de gas natural durante el día, conocer cuáles son las variaciones estacionales y asegurarse si existe gas natural disponible en periodos de alta demanda. Respecto a los operadores de las tuberías, estos también utilizan las instalaciones de almacenamiento de gas natural para equilibrar el sistema.

El gas natural utiliza una amplia gama de diferentes formas de almacenamiento, incluido el almacenamiento subterráneo en cavernas, el almacenamiento sobre tierra en tanques de GNL, entre otros. Un método de almacenamiento usado en las tuberías de transmisión de gas para administrar los cambios de demanda es conocido como el *almacenamiento en paquetes de líneas* e involucra incrementos de presión en las tuberías durante periodos de baja demanda con la finalidad de almacenar gas natural en las tuberías, el cual puede ser liberado gradualmente durante los periodos de alta demanda.

Las redes de distribución local tradicionalmente han utilizado varias formas de almacenamiento, incluido el almacenamiento a alta presión en tuberías conocidas como *bullets* (pudiendo ser por encima o por debajo del suelo). Además del uso de soportes de gas o gasómetros, que son grandes contenedores de baja presión que se llenan durante la noche y liberan lentamente el gas durante el día. En algunas jurisdicciones, las grandes instalaciones de almacenamiento de gas están sujetas a los requisitos de acceso, lo que significa que las instalaciones deben ofrecerse a las partes interesadas en términos específicos y no discriminatorios.

Por último, la comercialización es la etapa final de la cadena de suministro, e incluye las ventas a los usuarios finales, siendo estos los hogares, así como las grandes y pequeñas empresas.

2.5 El mercado mundial del gas natural¹⁹

El desarrollo del gas natural en el mundo se ha visto dinamizado debido a su capacidad de ser útil como una fuente de energía más eficiente y segura, con menores costos y bajos niveles de contaminación. En consecuencia, los países

¹⁹ Esta sección está basada en el British Petroleum Statistical Review of World Energy 2018.

muestran un creciente interés en el suministro viable de esta energía y llevan a cabo la construcción de importantes centros o terminales de procesamiento, gasoductos, y otro tipo de desarrollo de infraestructura para facilitar los procesos de intercambio comercial.

2.5.1 El consumo mundial de gas natural

Los niveles de consumo de gas natural vienen incrementándose año tras año, los sectores que impulsan el crecimiento de la demanda de gas natural se encuentran liderados por el sector eléctrico y la industria, y en menor proporción el transporte. Otro aspecto que viene favoreciendo la demanda, es el proceso de industrialización llevado a cabo por las economías en desarrollo, especialmente en zonas que poseen grandes cantidades de este recurso, como las regiones del África y Medio Oriente. Sumado a ello, China se encuentra experimentando un proceso de cambio o *switching*, al pasar de carbón a gas natural, favoreciendo así una mayor demanda.

A diciembre de 2017, el consumo se encuentra liderado por Estados Unidos (793.5 Mm³), Rusia (424.8 Mm³), China (240.4 Mm³), Irán (214.4 Mm³) y Canadá (115.6 Mm³). La siguiente tabla presenta el consumo de gas natural por zonas económicas u organización de países desde el año 2013 hasta el 2017.

Tabla N° 2
Niveles de consumo mundial de gas natural
(En miles de millones de metros cúbicos - Mm³)

Zona Económica	2013	2014	2015	2016	2017
Norteamérica	883.6	905.6	924.5	951.6	942.8
Sur y Centroamérica	168.7	172.2	178.6	175.1	173.4
Europa y Eurasia	1,089.3	1,041.6	1,044.2	1,078.5	1,106.3
Medio Oriente	429.0	455.0	487.2	508.9	536.5
África	116.6	122.1	129.6	133.2	141.8
Asia – Pacífico	684.3	702.2	710.1	727.0	769.6
Total Consumo Mundial	3,371.5	3,398.7	3,474.2	3,574.3	3,670.4

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

Según esta tabla la mayor variación del consumo se ha producido en las zonas del África y Asia - Pacífico, las cuales obtuvieron tasas de crecimiento de 6.5% y 5.9% respectivamente, continua el Medio Oriente con 5.4% y, Europa²⁰ y Eurasia con una variación positiva de 2.6%. Por otro lado, las zonas económicas que decrecieron fueron tanto Norteamérica, así como Sur y Centroamérica, ambas registraron una tasa de -1% respecto al año anterior. La siguiente tabla presenta la misma información, pero equivalente en petróleo.

Tabla N° 3
Niveles de consumo mundial de gas natural*
(En millones de toneladas)

Zona Económica	2013	2014	2015	2016	2017
Norteamérica	759.7	778.7	794.9	818.2	810.7
Sur y Centroamérica	145.1	148.1	153.6	150.6	149.1
Europa y Eurasia	936.6	895.6	897.8	927.3	951.3
Medio Oriente	368.9	391.2	418.9	437.6	461.3
África	100.3	105.0	111.4	114.5	121.9
Asia – Pacífico	588.4	603.7	610.6	625.1	661.8
Total Consumo Mundial	2,899.0	2,922.3	2,987.3	3,073.2	3,156.0

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

*Equivalente de petróleo

2.5.2 La producción mundial de gas natural

Al cierre del 2017 la producción global se incrementó en 131 Mm³, mostrando un crecimiento de 4% respecto al año anterior, esto representa casi el doble de la tasa de crecimiento en los últimos años.

A nivel de países, Estados Unidos (734.5 Mm³) es el mayor productor de gas natural, seguido de Rusia (635.6 Mm³), Irán (223.9 Mm³), China (149 Mm³) y Noruega (123.2 Mm³).

²⁰ A diferencia del gas natural, en Europa el consumo de biogás está aumentando particularmente en Alemania, Austria y Dinamarca, estos países utilizan cultivos energéticos, estiércol y subproductos agrícolas.

Tabla N° 4
Niveles de producción mundial de gas natural
(En miles de millones de metros cúbicos - Mm³)

Zona Económica	2013	2014	2015	2016	2017
Norteamérica	860.1	915.1	949.2	944.6	951.5
Sur y Centroamérica	176.9	179.1	180.9	178.8	179.0
Europa y Eurasia	1,052.2	1,022.8	1,013.3	1,008.4	1,057.4
Medio Oriente	569.1	589.9	608.4	630.8	659.9
África	198.3	200.6	203.6	207.0	225.0
Asia – Pacífico	519.6	539.4	564.0	580.3	607.5
Total Producción Mundial	3,376.2	3,446.9	3,519.4	3,549.9	3,680.3

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

A nivel de zonas económicas destaca el crecimiento del África con una tasa de variación positiva de 9%. Las zonas Asia - Pacífico, Europa y Eurasia, y el Medio Oriente registran una tasa de crecimiento de 5%. Por último, las regiones que crecieron menos fueron Norteamérica con una tasa de 0.7% y, mientras que Sur y Centroamérica mostraron una variación favorable de apenas 0.1%. La siguiente tabla se aprecia los niveles de producción equivalentes en petróleo.

Tabla N° 5
Niveles de producción mundial de gas natural*
(En millones de toneladas)

Zona Económica	2013	2014	2015	2016	2017
Norteamérica	739.6	786.9	816.2	812.2	818.2
Sur y Centroamérica	152.1	154.0	155.5	153.7	153.9
Europa y Eurasia	904.7	879.4	871.3	867.0	909.2
Medio Oriente	489.4	507.2	523.1	542.4	567.4
África	170.5	172.5	175.1	178.0	196.5
Asia – Pacífico	446.8	463.8	485.0	498.9	522.4
Total Producción Mundial	2,903.0	2,963.8	3,026.2	3,052.3	3,164.6

Fuente: Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

*Equivalente de petróleo

2.5.3 El comercio internacional del gas natural

El comercio internacional se lleva a cabo a través de buques y ductos, principalmente se comercializa el gas natural en su forma licuada, es decir, GNL. Para el año 2017 destaca notoriamente la zona Asia - Pacífico, registrando el 72% del intercambio comercial a nivel mundial, continúan muy de lejos Europa

con 17% y las demás zonas económicas conjuntamente representan el 11% restante. Se prevé que el GNL continúe expandiéndose de forma robusta, ya que representa más del 15% de la demanda total, superando así a los gasoductos interregionales.

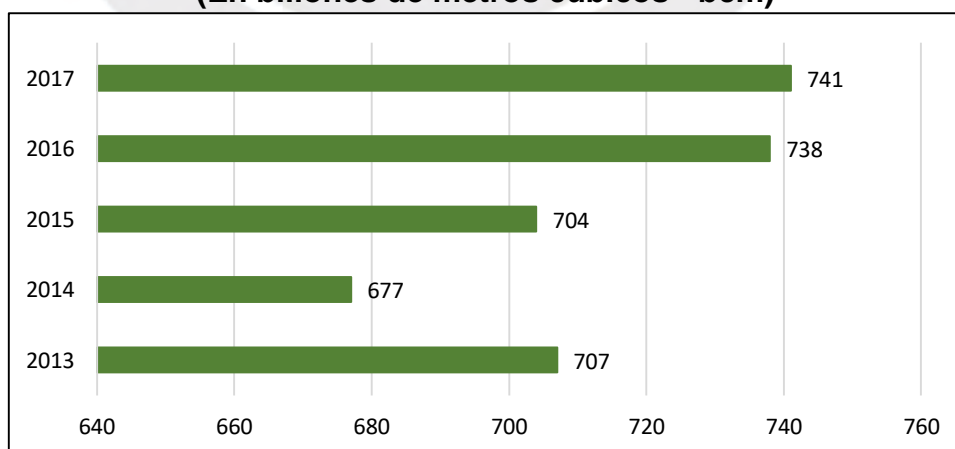
Tabla N° 6
Movimientos comerciales de Gas Natural Licuado - GNL
(En miles de millones de metros cúbicos - Mm³)

Zona Económica	2017
Asia – Pacífico	283.5
Europa y Eurasia	65.7
Sur y Centroamérica	13.8
Medio Oriente	13.0
Norteamérica	9.2
África	8.2
Total comercializado	393.4

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

El siguiente gráfico muestra los niveles de comercialización internacional de gas natural a través de gasoductos comprendido desde el año 2013 al 2017.

Gráfico N° 4
Comercio internacional de gas natural por gasoductos
(En billones de metros cúbicos - bcm)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

Varios países llevan a cabo únicamente regímenes o actividades comerciales de importación o en su defecto de exportación, mientras hay otros que efectúan importaciones y exportaciones a la vez. A nivel mundial, los mayores exportadores son Qatar (103.4 Mm³), seguido de Australia (75.9 Mm³), Malasia (36.1 Mm³), Nigeria (27.8 Mm³) Estados Unidos (17.4 Mm³) y Rusia (15.5 Mm³). Por otro lado, los mayores importadores se concentran en la zona Asia - Pacífico, liderados por Japón (113.9 Mm³), China (52.6 Mm³), Corea del Sur (51.3 Mm³), India (25.7 Mm³) y Taiwán (22.5 Mm³).

2.5.4 Las reservas mundiales de gas natural

El gas natural a diferencia del sector petrolero, tiene una distribución reservas mucho más uniforme. Para el año 1997 las reservas probadas de gas natural se encontraban en 128.1 bcm, para el año 2007 estas registraron un incremento de 27.63%, situándose en 163.5 bcm. Para el año 2017, el total de reservas probadas creció hasta 193.5 bcm, representando un incremento de 18.34% y 51.05% respecto a los años 2007 y 1997, respectivamente.

Tabla N° 7
Niveles de reservas probadas de gas natural
(En billones de metros cúbicos - bcm)

Zona Económica	1997	2007	2017
Norte América	8.0	8.4	10.8
Sur y Centroamérica	6.6	7.8	8.2
Europa y Eurasia	45.2	46.2	62.2
Medio Oriente	48.6	73.6	79.1
África	10.2	14.0	13.8
Asia Pacífico	9.4	13.6	19.3
Total Reservas Mundiales	128.1	163.5	193.5

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

La distribución de los niveles de reservas probadas por zonas económicas se encuentra liderado por el Medio Oriente, concentrando el 41% del total de reservas, continua Europa y Eurasia con un 33%, mientras que América y la zona Asia - Pacífico registran un 10%. Por último, el continente africano cuenta con el 7% restante. En el *América*, Estados Unidos posee el mayor nivel de reservas

(8.7 bcm), luego siguen Venezuela (6.4 bcm) y Canadá (1.9 bcm), países como Brasil y Perú cuentan con un mismo nivel de reservas, es decir, 0.4 bcm. En ese mismo orden continúan Trinidad y Tobago, Argentina y Bolivia, cada uno de estos países posee 0.3 bcm de reservas probadas, cierran esta lista México (0.2 bcm) y Colombia (0.1 bcm).

Tabla N° 8
América: Evolución de los niveles de reservas de gas natural
(En billones de metros cúbicos - bcm)

N°	País	1997	2007	2017
1	Estados Unidos	4.5	6.4	8.7
2	Venezuela	4.6	5.4	6.4
3	Canadá	1.7	1.6	1.9
4	Brasil	0.2	0.4	0.4
5	Perú	0.2	0.3	0.4
6	Argentina	0.7	0.4	0.3
7	Bolivia	0.1	0.7	0.3
8	Trinidad y Tobago	0.5	0.5	0.3
9	México	1.8	0.4	0.2
10	Colombia	0.2	0.1	0.1

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

En *Europa*, Noruega (1.7 bcm) es el país con el mayor nivel de reservas probadas de gas natural, seguido por Ucrania (1.1 bcm) de reservas. De ahí en adelante, la distribución de las reservas es mucho más pareja al poseer cantidades menores o iguales a 1.0 bcm, como es el caso de Holanda (0.7 bcm), Reino Unido (0.2 bcm) y Rumania (0.1 bcm).

Tabla N° 9
Europa: Evolución de los niveles de reservas de gas natural
(En billones de metros cúbicos - bcm)

N°	País	1997	2007	2017
1	Noruega	1.2	2.3	1.7
2	Ucrania	0.7	0.8	1.1
3	Holanda	1.7	1.2	0.7
4	Reino Unido	0.8	0.3	0.2
6	Rumania	0.3	0.6	0.1

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

En *Asia*, es el continente que agrupa la mayor cantidad de reservas de gas natural del planeta, países como Rusia (35 bcm) e Irán (33.2 bcm) lideran esta lista. Sin embargo, países como Qatar (24.9 bcm), Turkmenistán (19.5 bcm) y Arabia Saudita (8 bcm) han visto crecer su nivel de reservas a ritmos mayores.

Tabla N° 10
Asia: Evolución de los niveles de reservas de gas natural
(En billones de metros cúbicos - bcm)

N°	País	1997	2007	2017
1	Rusia*	33.6	33.9	35.0
2	Irán	22.7	27.7	33.2
3	Qatar	8.8	26.4	24.9
4	Turkmenistán	2.6	2.6	19.5
5	Arabia Saudita	5.6	6.9	8.0
6	Emiratos Árabes Unidos	5.9	6.3	5.9
7	China	1.2	2.3	5.5
8	Irak	3.0	3.0	3.5
9	Indonesia	2.2	3.0	2.9
10	Malasia	2.2	2.4	2.7

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

*País euroasiático

Teniendo en cuenta lo anterior se elaboró una lista de países con los mayores niveles de reservas probadas de gas natural.

Tabla N° 11
Mundo: Evolución de los niveles de reservas de gas natural
(En billones de metros cúbicos - bcm)

N°	País	Continente	1997	2007	2017
1	Rusia	Asia	33.6	33.9	35.0
2	Irán	Asia	22.7	27.7	33.2
3	Qatar	Asia	8.8	26.4	24.9
4	Turkmenistán	Asia	2.6	2.6	19.5
5	Estados Unidos	América	4.5	6.4	8.7
6	Arabia Saudita	Asia	5.6	6.9	8.0
7	Venezuela	América	4.6	5.4	6.4
8	Emiratos Árabes Unidos	Asia	5.9	6.3	5.9
9	China	Asia	1.2	2.3	5.5
10	Nigeria	África	3.3	5.0	5.2

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

Al término del 2017, esta lista se encuentra liderada por Rusia (35.0 bcm), continúa Irán (33.2 bcm), Qatar (24.9 bcm), Turkmenistán (19.5 bcm) y Estados Unidos (8.7 bcm). Los demás países presentan niveles de reservas iguales o menores a 8.0 bcm, dentro de los cuales se encuentran Arabia Saudita, Venezuela, Emiratos Árabes Unidos, China y Nigeria.

Por último, cabe resaltar que en los últimos 20 años se ha evidenciado una tendencia positiva en estos países, en donde destaca que siete de estos proceden del continente asiático, cuyas cantidades representan el 69% del total de las reservas mundiales, luego prosigue dos países de América con un 7% y uno del África con un 3%.

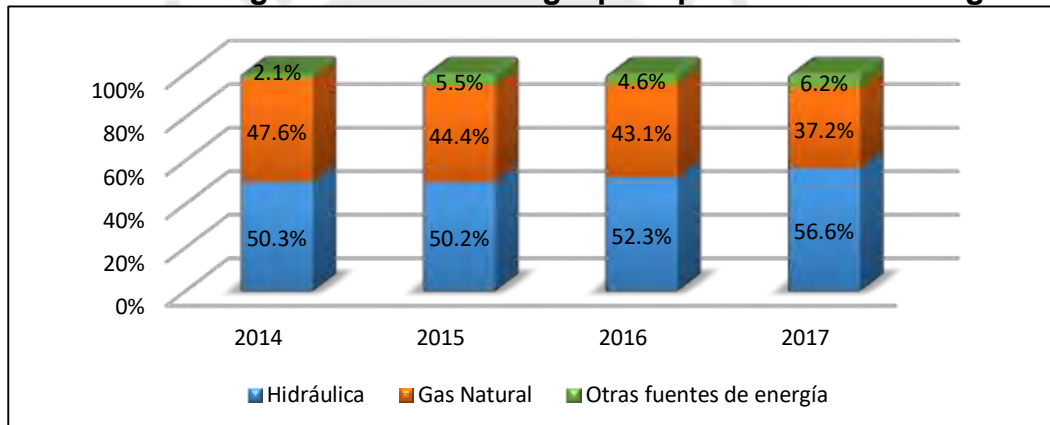


CAPÍTULO III EL GAS NATURAL EN EL PERÚ

3.1 Los tipos de energía en el Perú

Según el *Comité de Operaciones del Sistema Interconectado (COES)*, la generación de energía en el Perú es producida mayormente por la energía hidráulica, luego continúa el gas natural y las otras fuentes, siendo estas los renovables, el diésel y residual, y el carbón.

Gráfico N° 5
Evolución de la generación de energía por tipo de recurso energético²¹



Fuente: COES

3.2 La importancia económica de la industria del gas natural en el Perú

El gas natural en el Perú además de representar una gran fuente de energía, también significa rendimientos económicos que se manifiestan en US\$ 5 mil millones de dólares en inversiones, además de generar 44 mil empleos directos e indirectos, más de US\$ 8 mil millones dólares en regalías, entre otros. Gracias al gas natural el Perú ha dejado de emitir más de 50 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂). Entre los años 2014 y 2017, el aporte promedio de la industria del gas natural al Producto Bruto Interno (PBI) ha sido

²¹ Las otras fuentes de energía representan la suma de carbón y diésel, renovables y residual.

de 2.1%, mostrando de esta manera su gran relevancia para la actividad económica nacional²².

Tabla N° 12
Indicadores económicos del sector hidrocarburos
(En porcentaje)

Indicador	2014	2015	2016	2017
Aporte al PBI	3.4	1.8	1.7	1.5
Presión Tributaria (PT)	10.2	8.7	8.8	8.9
Impuesto Selectivo al Consumo (ISC)	28	28	41	41

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)

Además, resulta ser una importante fuente de recaudación tributaria, un indicador que refleja este resultado es la Presión Tributaria (PT), para el mismo período, este representa en promedio 9.2% del PBI. Dentro de los impuestos recaudados destaca el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) que en promedio representa el 34.5% respecto del total de este gravamen. Sin embargo, resulta importante aclarar que la aplicación impositiva es variada según el combustible, por ejemplo, el ISC y el Impuesto General a las Ventas (IGV) es gravado tanto el diésel como a sus derivados, mientras que el Impuesto al Rodaje (IR) que se aplica a las gasolinas y al GLP únicamente se le aplica el IGV.

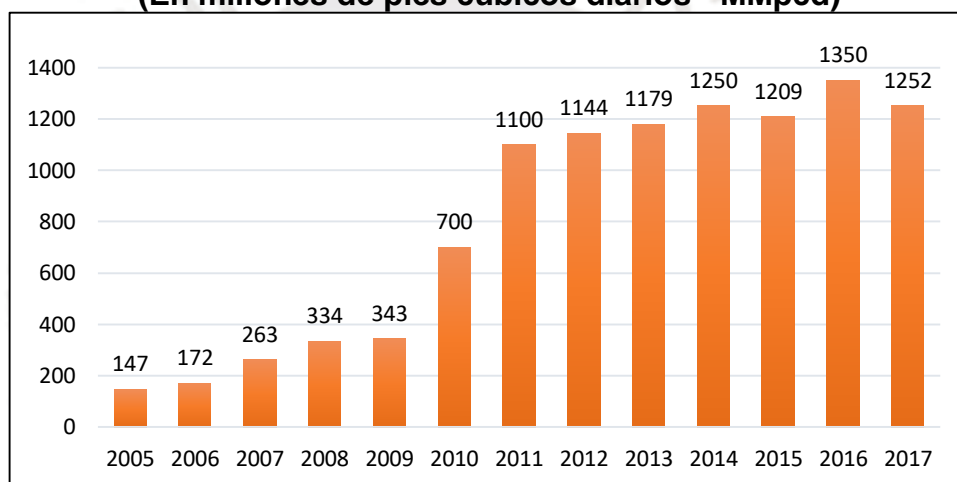
3.3 Producción, reservas y exportaciones peruanas del gas natural

Anteriormente a Camisea, las zonas de producción de gas natural se encontraban en los yacimientos de *Aguaytía*, ubicado en la selva central y en los *yacimientos de la costa norte y el Zócalo Norte*. Sin embargo, la producción conjunta de estas zonas no permitía expandir la cobertura debido a que su producción era muy baja.

²² La información presentada no incluye la exportación de gas seco.

Es entonces que a partir de Camisea (2005) se produce un fenómeno energético que permite una etapa de despegue para la producción y las reservas, que ha permitido diversificar y ampliar la matriz energética, extender los usos y promover una mayor demanda del gas natural, tanto en hogares e industrias, esta notoria expansión en los niveles de producción se muestra en el siguiente gráfico, en donde la producción de gas natural ha crecido 852% desde el 2005 al 2017 y la tasa de variación media acumulativa ha sido de 18% para el mismo período.

Gráfico N° 6
Producción anual de gas natural en el Perú
(En millones de pies cúbicos diarios - MMpcd)



Fuente: Perupetro

Así como la producción, los niveles de reservas de gas natural cambiaron considerablemente. De acuerdo con los datos, la tabla a continuación muestra el total de reservas de este hidrocarburo para el período 2013 -2016.

Tabla N° 13
Reservas de gas natural y líquidos de gas natural

Hidrocarburo	Unidad	2013	2014	2015	2016
Líquidos de gas natural	MMSTB	1,492	1,265	987	979
Gas natural	MMSTB	4,486	4,317	3,314	3,267
	Gpc	26,916	25,900	19,881	19,602

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Minem)

Sin embargo, estas reservas totales presentan diferencias de acuerdo a su grado de incertidumbre, es por ello que la *World Petroleum Congressess (WPC)* y la *Society of Petroleum Engineers (SPE)* propuso clasificarlas en reservas probadas, probables y posibles, las cuales Cáceres resume y presenta:

Las reservas probadas de gas natural son las cantidades - de estos hidrocarburos - estimadas sobre la base de las informaciones geológicas y de ingeniería obtenidas mediante métodos confiables que demuestran, con razonable certeza, que pueden ser comercialmente recuperables. Las reservas probables son cantidades estimadas sobre la base de las informaciones geológicas y de ingeniería obtenidas mediante métodos confiables, cuyo análisis sugiere la probabilidad de sus existencia y recuperación futura, pero sujeta a incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación. Las reservas posibles son las reservas no probadas y que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que tienen menor probabilidad de ser recuperables que las reservas probables (Cáceres 2002: 31).

La siguiente tabla detalla los niveles de reservas de gas natural del Perú basados en la clasificación presentada.

Tabla N° 14
Reservas de gas natural en el Perú
(Giga Pies Cúbicos - Gpc)

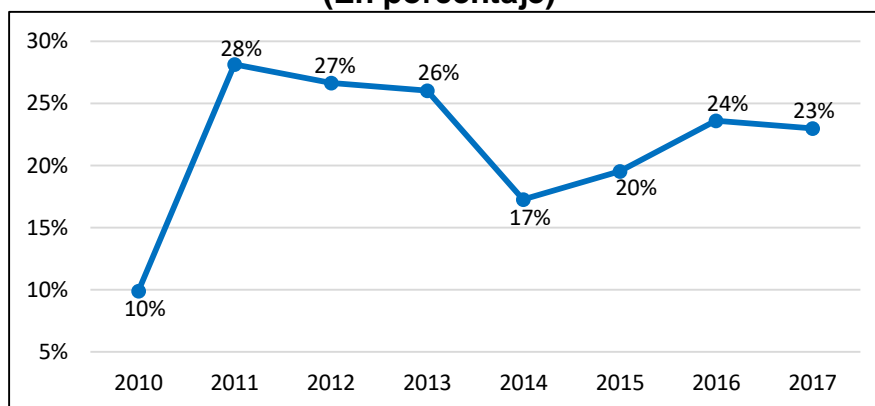
Clasificación	2013	2014	2015	2016
Probadas	15,047	14,626	14,086	16,091
Probables	6,507	6,445	3,825	1,857
Posibles	5,363	4,830	1,971	1,654
Total	26,917	25,901	19,882	19,602

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Minem)

Como Camisea representó un quiebre estructural en la producción y en las reservas, esto ha permitido crear condiciones que favorezcan la apertura comercial. En el mercado internacional, las *exportaciones de gas natural* se

iniciaron a partir del año 2010, consolidándose como una proporción importante dentro del total de hidrocarburos exportados, siendo aproximadamente el 22%.

Gráfico N° 7
Participación de las exportaciones de gas natural
(En porcentaje)



Fuente: Sunat

La siguiente tabla muestra la evolución de las exportaciones de hidrocarburos en términos FOB²³ para el periodo 2010 - 2017.

Tabla N° 15
Exportaciones de hidrocarburos
(En valor FOB en millones de US\$)

Años	Crudo y derivados	Gas Natural	Total Hidrocarburos
2010	2,584	284	2,868
2011	3,284	1,284	4,568
2012	3,665	1,331	4,996
2013	3,899	1,372	5,271
2014	3,776	786	4,562
2015	1,853	449	2,302
2016	1,693	523	2,216
2017	2,586	772	3,358

Fuente: Sunat

²³ Valor o precio FOB (Free On Board), significa "franco a bordo", establece que el vendedor debe calcular su precio hasta poner la mercancía a bordo del buque de embarque. Para determinar el valor o precio FOB, se tiene que sumar el costo de fabricación con los de exportación.

Luego, la tabla 16 muestra el cálculo del precio promedio de exportación 9.96 US\$/m³ para el período analizado, este el resultado se obtiene al dividir el valor FOB y el volumen total exportado. Sobre la misma información, es posible calcular dicho valor para cada año.

Tabla N° 16
Exportaciones de gas natural

Años	Valor FOB (Millones US\$)	Volumen (Miles de m³)	Precio (US\$ por m³)
2010	283.54	3,605.15	7.86
2011	1,283.52	8,969.16	14.31
2012	1,330.56	8,737.48	15.23
2013	1,371.84	9,562.10	14.35
2014	786.36	9,226.60	8.52
2015	449.08	8,093.08	5.55
2016	523.38	9,589.03	5.46
2017	772.16	9,222.11	8.37

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú (BCRP)

La tabla 17 muestra las exportaciones peruanas en el año 2017, donde la distribución del total del volumen exportado por continente fue: Europa con 68%, Asia con 19% y América con 12%.

Tabla N° 17
Exportaciones de Gas Natural Licuado - GNL
(En miles de millones de metros cúbicos - Mm³)

País de destino	Continente	Volumen
España	Europa	3.6
México	América	0.6
Corea del Sur	Asia	0.5
Japón	Asia	0.4
Francia	Europa	0.2
Argentina	América	0.1
China	Asia	0.1
Reino Unido	Europa	0.1
Taiwán	Asia	0.1
Total exportaciones		5.7

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

CAPÍTULO IV

LA DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL

4.1 Marco normativo e institucional de la distribución de gas natural

Los aspectos legales, normativos y procedimientos se detallan a continuación:

- Decreto Supremo N° 040-99-EM: Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural, establece los conceptos para las tarifas únicas de distribución.
- Decreto Supremo N° 040-2008-EM Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, determina los criterios generales para la determinación de tarifas para la distribución de gas natural.
- Resolución de Osinergmin N° 659-2008-OS/CD, establece el procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios y aspectos regulatorios para la distribución de gas natural.

Entre las instituciones participantes tenemos²⁴:

- *Ministerio de Energía y Minas (Minem)*, es el organismo del Estado con competencia normativa en el sector, cuenta con una dependencia que es la *Dirección General de Hidrocarburos (DGH)*, especialista en estos temas.
- *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)*, es el ente regulador del sector. Cuenta con la *Gerencia*

²⁴ El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi) participa en caso se haya vulnerado los principios de la libre y leal competencia entre los agentes del sector y otros según su competencia.

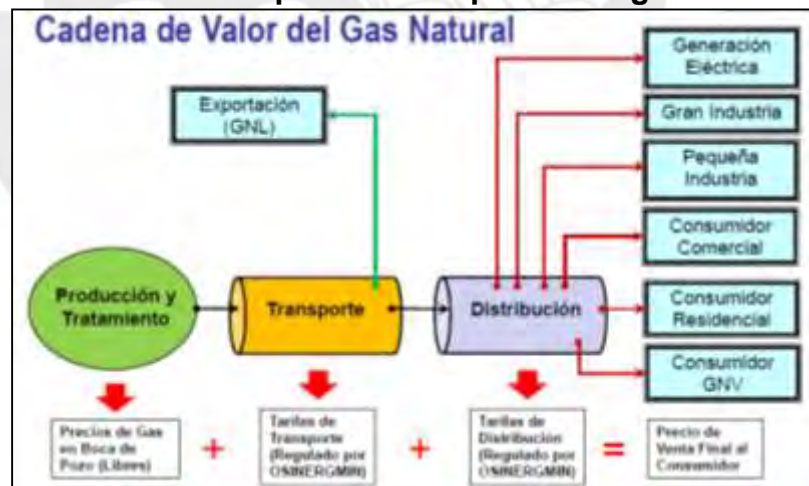
Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), encargada de regular las tarifas de transporte y distribución del gas natural. Además, cuenta con la *Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN)*, cuyas funciones son supervisar y fiscalizar la calidad y seguridad de las instalaciones, así como las operaciones dentro de la industria.

- *Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión)*, es la entidad encargada de promocionar la inversión en actividades del sector.

4.2 Sistema de regulación tarifaria en la industria de gas natural

La regulación de las tarifas comprende tres etapas, las cuales componen el precio de venta final al consumidor.

Gráfico N° 8
Sistema de composición del precio del gas natural



Fuente: Osinergmin

La primera etapa, es el *Precio del Gas Natural en Boca de Pozo (PGBP)*, el cual se determina libremente entre el productor y sus clientes mediante contratos de suministro que establecen precios máximos para los generadores eléctricos y para los demás clientes. Además de esto, se determina el *Factor de Ajuste (FA)*

y otros aspectos contenidos en las adendas. La segunda etapa, es la *Tarifa de Transporte por Red Principal (TTRP)*, este segmento se encuentra regulado y las tarifas son determinadas por el Osinergmin, la tarifa de transporte se calcula en función a su costo medio. Por último, la *Tarifa única de Distribución (TUD)*²⁵, que también se encuentra regulada y fijada por el Osinergmin.

4.3 Regulación tarifaria de la distribución de gas natural²⁶

Las tarifas de distribución comprenden dos etapas. La primera de estas garantiza el *equilibrio económico financiero* de la empresa regulada y la segunda comprende el *diseño tarifario*.

Tal y como se explicó en la sección 2.3, la regulación de un monopolio natural busca aproximarse al costo marginal, sin embargo, resulta más conveniente realizarlo en función al costo medio. Teniendo en cuenta lo anterior, el Osinergmin busca determinar los costos en base al método de *Empresa Modelo Eficiente*²⁷, utilizando el costo medio de largo plazo²⁸ de una red eficiente que permita abastecer a la demanda por cuatro años, siendo su representación matemática la siguiente:

²⁵ Anteriormente el contrato BOOT contemplaba la existencia de una tarifa por red principal de distribución y por el uso de otras redes; sin embargo, mediante Decreto Supremo N°048-2008-EM, se sustituyó ambas tarifas y fueron unificadas en una sola denominada Tarifa Única de Distribución (TUD) para cada categoría tarifaria.

²⁶ Resumen basado en el Informe Técnico N° 0278-218-GRT: Determinación de Tarifa Única de Distribución de gas natural aplicables a la Concesión de Lima y Callao para el período 2018 - 2022.

²⁷ La Empresa Modelo Eficiente, es un esquema de regulación por comparación. Se basa en un modelo de ingeniería, en el que se optimiza el accionar de la empresa (modelo de costos bottom-up), en donde el monopolio regulado compite con una empresa ideal. Usado inicialmente en Chile para el sector eléctrico y las telecomunicaciones. En el Perú también tiene aplicaciones en la distribución de energía eléctrica.

²⁸ Según el artículo 28° de la Norma de Estudios Tarifarios, el costo medio toma valores presentes de los costos de inversión (Capex) y los costos de explotación (Opex), tanto estos costos como la demanda se encuentran expresados en Valor Presente Neto.

$$\text{Costo Medio} = \frac{\sum_{t=1}^N \left(\frac{aCl_t + COyM_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=1}^N \left(\frac{D_t}{(1+r)^t} \right)}$$

En donde:

aCl_t : Anualidad (30 años) del Capex, además del valor de reemplazo y las inversiones proyectadas acumuladas.

$COyM_t$: Costos de operación y mantenimiento en el año t.

D_t : Demanda (consumo) en el año t.

r : Tasa de actualización.

N : Período de cálculo (cada 4 años).

En términos sencillos, esta fórmula no es más que una tarifa que busca igualar los ingresos y los costos de la empresa regulada, otorgándole la posibilidad de obtener ganancias basadas en su propia eficiencia durante el periodo tarifario establecido, garantizando el equilibrio económico financiero de la empresa. La expresión anterior, también se resume en:

$$\sum_{t=1}^N \frac{Vol_t \times Tarifa}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^N \frac{InvAnual_t + COyM_t}{(1+r)^t}$$

$$Tarifa = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{InvAnual_t + COyM_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{Vol_t}{(1+r)^t}}$$

En términos funcionales la tarifa establecida se representa en:

$$Tarifa = \frac{VPN(r, I, a) + VPN(r, COyM, a)}{VPN(r, Vol, a)}$$

Por otra parte, los consumidores son agrupados de acuerdo a su rango de consumo en categorías tarifarias²⁹. Por lo tanto, a cada categoría tarifaria le corresponde una TUD. Sobre la base de ello, estas tarifas contienen un componente fijo y otro variable correspondientes al *Margen de Distribución (MD)* y al *Margen Comercial (MC)* que es fijado por el Osinergmin respectivamente.

Tabla N° 18
Rango de consumo de las categorías tarifarias - Cálidda

Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A.1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A.2	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 mayo a 900 000 Sm ³ /mes
Categorías especiales, independientemente del consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular.
GE	Para generadores de electricidad.
IP	Para instituciones públicas del Estado, tales como hospitales, centros de salud e instituciones educativas.

Fuente: Osinergmin

Respecto al diseño tarifario, tanto los objetivos asociados y la eficiencia se encuentren ponderados, esto debido a que el Estado busca promover el uso y acceso del gas natural a los diferentes tipos de consumidores, priorizando de

²⁹ Estas categorías tarifarias se encuentran vigentes hasta el 2022, anteriormente se aplicaron para el período 2014 - 2018. Además, estas categorías se dividen a dos grandes grupos: los consumidores regulados y los consumidores independientes (incluye a los generadores eléctricos).

esta forma la equidad mediante las tarifas. Además, el establecimiento de las tarifas de distribución busca representar un margen de ahorro para los consumidores respecto a otros combustibles que sean sustitutos cercanos³⁰.

4.4 Empresas distribuidoras de gas natural

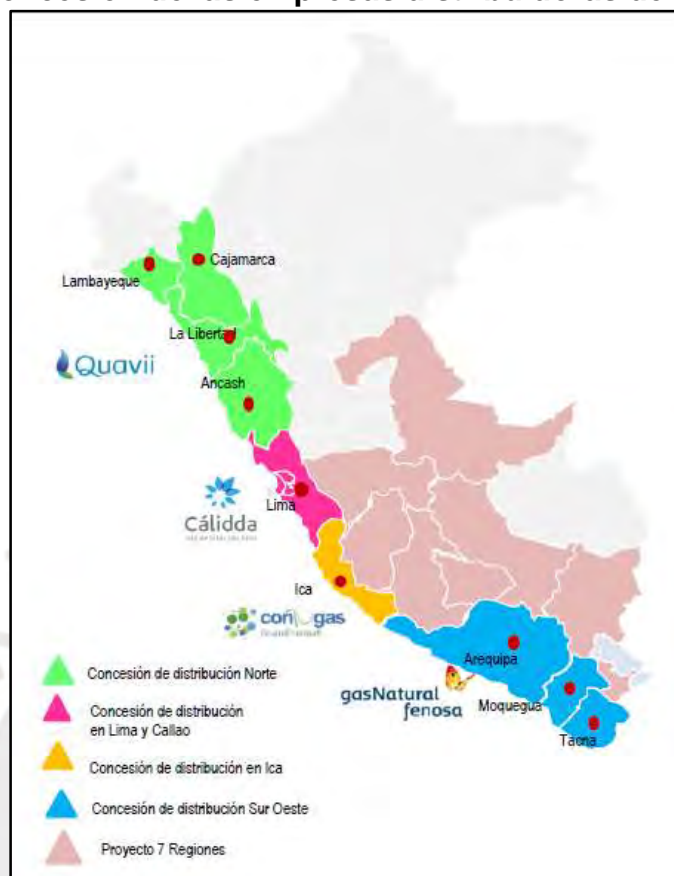
Según el *Anuario Estadístico del Sector Hidrocarburos* del Ministerio de Energía y Minas (2017), y en línea a la *Política Energética del Gobierno Nacional*, señala que resulta prioritario extender los beneficios económicos y sociales del gas natural, es por ello que se busca tomar en cuenta a las poblaciones vulnerables y/o alejadas de los sistemas de distribución existentes.

Al cierre del 2017 se cuenta con la concesión de la distribución de gas natural en Lima y Callao, a cargo de la empresa Cálidda. Por otro lado, la empresa Contugas, encargada de la concesión en el departamento de Ica.

Adicionalmente a estas, existen otras zonas concesionadas como en la zona norte y sur oeste del país, cuyos responsables son las empresas Gases del Pacífico y Gas Natural Fenosa, respectivamente; sin embargo, resulta necesario indicar que estas dos empresas firmaron las *Actas de Prueba Final* en julio de 2017, por lo que a partir de ese entonces iniciaron operaciones en sus respectivas áreas concesionadas.

³⁰ La Norma de Estudios Tarifarios contempla este aspecto. Del mismo modo el Reglamento de Distribución lo señala en el numeral 29.1 literal c) y d), además en el numeral 40.2 literal g). Estos señalan:
"29.1 (...)
c) Las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de los consumidores. Es decir, las tarifas deben proporcionar un nivel de ahorro a todos los consumidores, respecto del sustituto correspondiente.
d) La tarifa debe ser decreciente con el incremento del volumen típico de la categoría"
"40.2(...)
g) El nivel de ahorro económico para los consumidores mayores de gas natural no residenciales, no sea menor 20% frente al combustible sustituto".

Gráfico N° 9
Zonas de concesión de las empresas distribuidoras de gas natural



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Minem)

Actualmente existe un proceso de promoción del proyecto de *Masificación del Uso del Gas Natural por Red de Ductos*, que tiene como objetivo proporcionar este recurso a las regiones de la sierra y la selva como Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali³¹.

A continuación, se explica cada una de las empresas prestadoras del servicio de distribución de gas natural:

³¹ A este proyecto también se le conoce como siete regiones. Según Proinversión este proyecto ya cuenta con tres postores para la etapa del proceso de licitación, entre estas se encuentra Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Cálidda y el Consorcio Wapsi Perú. Al respecto, cfr.: <https://gestion.pe/economia/masificacion-gas-boliviana-ypfb-tres-postoras-proyecto-siete-regiones-261174> (Última consulta: 13 de mayo de 2019).

4.4.1 Cálidda

La empresa privada Cálidda es la marca comercial de la empresa peruana Cálidda - Gas Natural de Lima y Callao S.A. de capitales mayoritariamente colombianos, cuyo principal accionista es el Grupo Energía Bogotá (GEB). Este grupo empresarial tiene presencia en otros tres países como Brasil, Colombia y Guatemala. En el Perú, desde el año 2002 tiene un contrato de concesión (prorrogable) por treinta y tres años para suministrar gas natural en el departamento de Lima y en la Provincia Constitucional del Callao.

Tabla N° 19
Cálidda: Número de clientes con gas natural

Sector	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial y comercial	163,129	254,280	344,380	437,607	575,957
Industrial	466	489	507	535	577
EDS con GNV	206	220	232	240	257
Generadores eléctricos	16	16	17	18	22
Total	163,817	255,005	345,136	438,400	576,813

Fuente: Cálidda

Sobre la base de la información de la empresa Cálidda es importante mencionar que para el período 2013 - 2017 ha abastecido a 576 813 clientes con gas natural en los sectores residenciales, comerciales, industriales, estaciones de servicio de Gas Natural Vehicular (GNV) y generadores eléctricos.

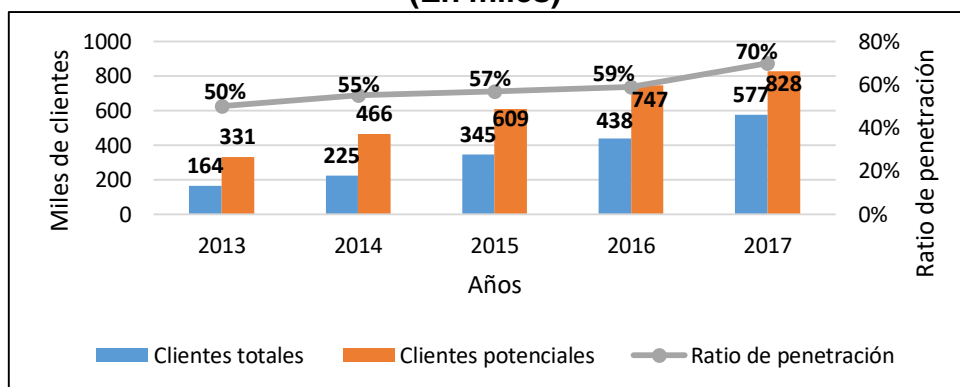
Tabla N° 20
Cálidda: Volumen de ventas de gas natural
(En Millones de pies cúbicos diarios - MMpcd)

Sector	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial y comercial	4	6	8	10	12
Industrial	99	109	108	111	121
GNV	56	61	62	63	62
Generadores eléctricos	418	504	521	555	568
Total	577	680	699	739	763

Fuente: Cálidda

Para el año 2017 se ha registrado un mayor número de nuevos clientes, el cual asciende a más de 138 000. Por consiguiente, las ventas de también han registrado un notable incremento.

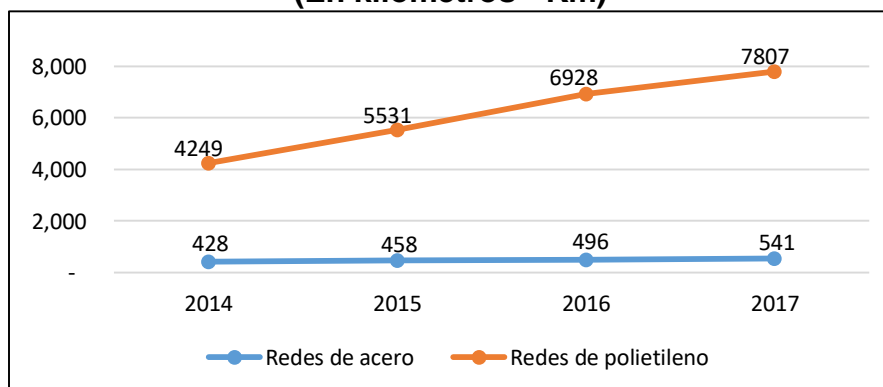
Gráfico N° 10
Cálidda: Ratio de penetración
(En miles)



Fuente: Cálidda

Este aumento del total de clientes y ventas ha sido gracias a un mayor nivel de penetración, es decir, se han registrado incrementos en el número total de clientes respecto al total de clientes potenciales, esto va acompañado del crecimiento de las redes de distribución, permitiendo así habilitar a una mayor cantidad de clientes.

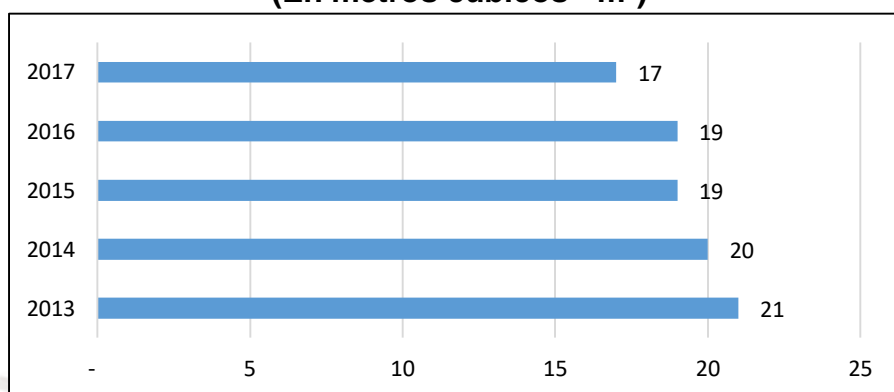
Gráfico N° 11
Cálidda: Redes de distribución
(En kilómetros - Km)



Fuente: Cálidda

Por otro lado, si bien el sector residencial es donde presenta el mayor número de clientes, el volumen de ventas de este sector es menor a los demás, por lo que el consumo promedio residencial mensual en los últimos cinco años se ha ido reduciendo.

Gráfico N° 12
Cálidda: Consumo promedio residencial mensual
(En metros cúbicos - m³)



Fuente: Cálidda

4.4.2 Contugas

La empresa privada Contugas pertenece al Grupo Energía Bogotá (GEB) y a la empresa Transportadora de Gas Internacional S.A. (TGI) con un 68.5% y 31.5% de las acciones, respectivamente. En el año 2008 obtiene la concesión de la distribución del gas natural en la región Ica. A partir del año 2012 cuenta con un contrato de concesión por un período de treinta años, renovable cada diez años. Desde el año 2013 Contugas empezó a diseñar y operar el sistema de distribución de gas natural e inicia sus actividades con 7 665 usuarios residenciales. Desde el año 2015 ya logra abastecer a otros sectores como el comercial, industrial, estaciones de GNV y de generación eléctrica. Para el 2017 cuenta con un total de usuarios de 47 355, mostrando una tasa de crecimiento promedio anual de 84% para el período 2013 - 2017.

Tabla N° 21
Contugas: Número de clientes con gas natural

Sector	2013	2014	2015	2016	2017
Residenciales	7,665	29,162	36,887	39,214	47,018
Comerciales	-	10	181	221	268
Industriales	-	10	41	61	52
GNV	-	1	16	18	13
Generadores eléctricos	-	-	2	2	4
Total	7,665	29,183	37,127	39,516	47,355

Fuente: Contugas

La empresa Contugas opera bajo las siguientes categorías tarifarias:

Tabla N° 22
Rango de consumo de las categorías tarifarias - Contugas

Categorías		Desde sm ³ /mes	Hasta sm ³ /mes
A	Residenciales	0	300
B	Comercio y pequeña industria	301	19 000
C	GNV	19 001	370 000
D	Gran industria	370 001	4 000 000
E	Generador eléctrico	4 000 001	30 000 000

Fuente: Contugas

La siguiente tabla se muestra la evolución del total de usuarios residenciales por provincia, siendo estas Chincha, Ica, Marcona, Nasca y Pisco. En esta última, se adelantaron las conexiones domiciliarias logrando así habilitar con gas natural a nuevas familias.

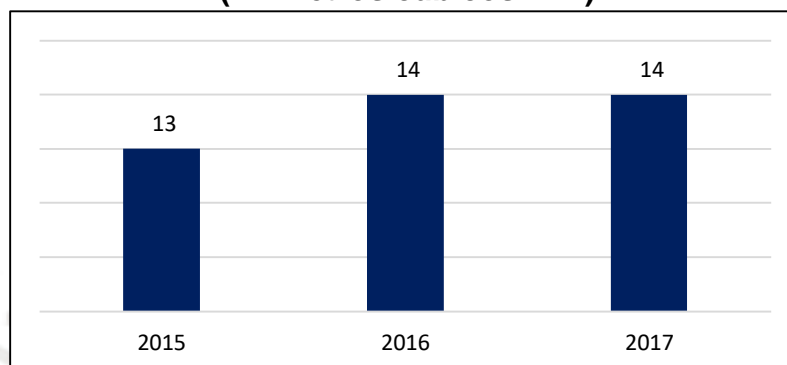
Tabla N° 23
Contugas: Número de usuarios residenciales

Provincia	2013	2014	2015	2016	2017
Ica	-	15,718	18,194	19,284	21,872
Chincha	4,006	7,369	8,214	8,959	11,853
Pisco	3,659	4,937	7,245	7,665	9,509
Nasca	-	1,138	1,418	1,417	1,672
Marcona	-	-	1,816	1,889	2,112
Total	7,665	29,162	36,887	39,214	47,018

Fuente: Contugas

El consumo promedio residencial mensual ha sido de 13 metros cúbicos para el 2015, mientras que para los años 2016 y 2017 se ha registrado 14 metros cúbicos.

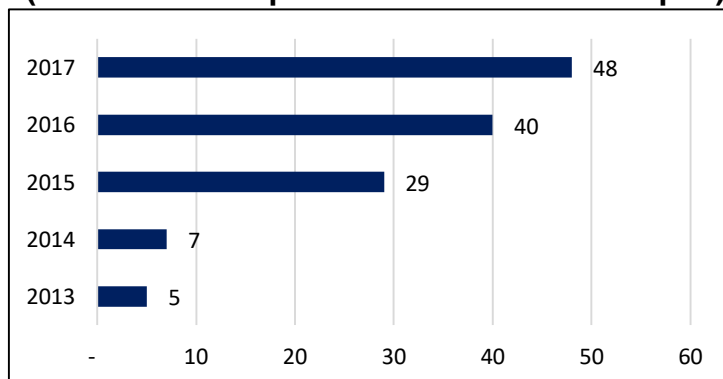
Gráfico N° 13
Contugas: Consumo promedio residencial mensual
(En metros cúbicos - m³)



Fuente: Contugas

El gráfico a continuación muestra la evolución del volumen total facturado de gas natural por parte de Contugas, si bien hasta el 2014 se registró 7 MMpcd, en el año siguiente logró alcanzar un nivel de 29 MMpcd, gracias a un mayor número de nuevas conexiones. Para el año 2016, el volumen facturado fue de 40 MMpcd y en el 2017 fue de 48 MMpcd.

Gráfico N° 14
Contugas: Volumen de ventas de gas natural
(En Millones de pies cúbicos diarios - MMpcd)



Fuente: Contugas

4.4.3 Otras empresas distribuidoras³²

- *Gases del Pacífico (Quavii)* es una filial de la firma colombiana de gas Promigas, que en julio de 2013 obtuvo la concesión para la distribución y comercialización de la zona norte del país, comprendiendo los departamentos de Áncash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque. Cuenta con el compromiso de establecer más de 150 000 clientes residenciales al término de sus cinco primeros años.
- *Fenosa (Naturgy)* es una filial de la multinacional española Gas Natural Fenosa, a la que se le adjudicó en julio de 2013 la concesión para la distribución y comercialización en la zona sur del país, en los departamentos de Arequipa Moquegua y Tacna. El compromiso de esta empresa es establecer más de 64 000 clientes residenciales al término de sus primeros siete años, además de conectar al menos con cuatro estaciones de servicio de GNV.

4.4.4 Problemas y limitaciones en la distribución de gas natural

En base a la información, se ha encontrado una serie de problemas y limitaciones que dificultan la distribución del gas natural en el mercado gasífero peruano. Específicamente, se hace referencia a lo siguiente:

- 1) La obligatoriedad de los planes quinquenales representa para Cálidda un problema para el cumplimiento de estos, ya que las inversiones que realiza

³² Si bien el presente análisis sólo abarca a las dos empresas distribuidoras de gas natural, siendo estas Cálidda y Contugas, resulta necesario indicar que estas empresas, Gases del Pacífico y Fenosa logran la aprobación de sus proyectos e inician operaciones en el 2017.

depende de muchos factores que podrían jugar en contra de los planes de la empresa en ese horizonte de tiempo³³.

- 2) En el 2017 se suscitó una controversia entre Contugas y tres de sus grandes clientes industriales, las empresas termoeléctricas *Egasa* y *Egesur*, así como *Aceros Arequipa*, estos argumentaron que las tarifas aplicadas por Contugas eran excesivas debido a que se les aplicó la modalidad de reserva y no lo que efectivamente consumían. Por su parte, Contugas manifestó que en los contratos suscritos con estas empresas exigía reservas de capacidad. Sumado a ello, el Poder judicial dispuso que el Osinergmin evite pronunciarse sobre los contratos de distribución³⁴.
- 3) El proyecto de masificación del uso del gas natural presenta diversos conflictos, esto debido a la ausencia de un plan articulado. Al mismo tiempo, la masificación domiciliaria del gas no representa una actividad rentable³⁵.
- 4) Las empresas concesionarias en el norte y sur, *Quavii* y *Naturgy*, respectivamente han manifestado su interés en tener una mayor participación en la distribución de gas natural al sector industrial, de lo contrario sus tarifas afectarían al sector residencial³⁶.
- 5) La existencia de productos sustitutos como el GNC y GNL en zonas concesionadas para el abastecimiento de gas natural por red de ductos³⁷.

En este contexto, corresponde buscar y plantear alternativas de solución que mitiguen o eviten la incidencia negativa en el bienestar económico y social.

³³ La empresa sostiene que tiene la intención de realizar más conexiones a gas, pero la normativa del Osinergmin resulta perjudicial. Al respecto, cfr.: <https://larepublica.pe/economia/1288773-osinergmin-cambio-reglas-juego> (Última consulta: 20 de enero de 2019).

³⁴ Ver al respecto, cfr.: <https://elcomercio.pe/economia/negocios/pelea-ica-grandes-consumidores-criticar-tarifas-gas-natural-contugas-440033> (Última consulta: 24 de enero de 2019).

³⁵ Según Humberto Campodónico existe poco interés por parte del sector privado en desarrollar proyectos de masificación domiciliaria de gas natural. Al respecto, cfr.: <https://larepublica.pe/politica/1477655-masificacion-desorden-problema> (Última consulta: 29 de mayo de 2019).

³⁶ Ver al respecto, cfr.: <https://gestion.pe/economia/tarifas-gas-natural-afectarian-nueva-regulacion-mem-269031> (Última consulta: 4 de junio de 2019).

³⁷ Ver al respecto, <https://andina.pe/agencia/noticia-mem-promueve-iniciativa-para-dinamizar-masificacion-domiciliaria-gas-natural-754628.aspx> (Última consulta: 5 de junio de 2019).

4.5 La experiencia internacional en la distribución de gas natural

En este apartado se desarrolla la situación comparativa del sector distribución de gas natural respecto a otros países. Comprende una evaluación de las condiciones iniciales, aspectos regulatorios, esquemas de mercado, sistemas de distribución, entre otros aspectos. Si bien uno de los objetivos de la presente investigación es realizar un análisis comparativo del sistema de distribución peruano con otros países de la región, resulta importante mencionar previamente la experiencia internacional en países como Estados Unidos, Reino Unido y otros.

- **Estados Unidos**

En los Estados Unidos, la estructura de su industria de gas natural es muy separada según las funciones demarcadas por segmento de mercado. El gas natural proviene principalmente de estados como Texas y Oklahoma, de ahí se abastece a los demás estados. El mercado de gas natural estadounidense ha pasado por una serie de experiencias intervencionistas de diferente magnitud. Al inicio del siglo XX el control gubernamental fue mínimo hasta el año 1938, en donde se emite el primer reglamento, regulando tanto a los precios como a las empresas organizando el mercado prácticamente en un monopolio. En el año 1978, se eliminaron los controles y se permitió el libre acceso; sin embargo, en la década de los ochenta la demanda se vio perjudicada debido a la abundancia del petróleo en relación al gas natural, es decir, al abundar un recurso que es sustituto del gas natural, el precio de este cae logrando así una mayor preferencia por parte de los clientes.

Ante esta situación, los propietarios de los gasoductos ejecutaban cláusulas de consumo mínimo de gas natural encareciendo así el precio de este último. En 1985, la *Comisión Federal de Energía (FERC)* decretó el libre acceso permitiendo así que un cliente o consumidor final pueda comprar directamente gas natural desde el yacimiento. Luego, mediante otro decreto establece que las cantidades vendidas sean contabilizadas a través de contratos *take or pay*³⁸. Por último, en 1992 se reorganiza totalmente el sistema al separar la venta del transporte, requiriendo además a los dueños de las redes de transporte la no discriminación, permitiendo acceder libremente al gasoducto y facilitando el almacenamiento en caso de congestión del sistema.

El sistema de distribución en los Estados Unidos se caracteriza por la existencia de un gasoducto interestatal, el cual se encuentra sujeto a la regulación de cada estado, además las distribuidoras no producen gas y se encuentran separadas de los gasoductos.

- **Reino Unido**

La experiencia del Reino Unido se caracteriza porque nació como industria integrada verticalmente para luego, producto de las reformas, ser una industria desintegrada. Las actividades de producción se encontraban en un mercado de competencia, mientras que las actividades de transporte y distribución las ejercía la empresa pública *British Gas* hasta el 1986. En ese año se realizaron reformas donde *British Gas* solo mantuvo el monopolio de la distribución en clientes menores o de bajo consumo.

³⁸ En este tipo de contratos se factura lo que se recibe y no lo que se consume.

Luego, hasta 1993 el regulador de la industria, la *Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (Ofgas)*, estableció la separación de las actividades de transporte y distribución con las operadoras *BritishTransCo (BGT)* y *BritishGasEnergy (BGE)*, respectivamente. El sistema de operación de los gasoductos se regula mediante *Network Code (NC)*, el cual permite optimizar el sistema de inyección y flujos de gas natural, reduciendo así los desbalances del sistema. Posteriormente, el sistema de distribución se fue modificando, *BGE* perdió el monopolio y se inició la apertura en el sector distribución con más de cuarenta empresas competidoras.

Particularmente, la industria del gas natural en Inglaterra se caracteriza por la innovación en los diferentes mecanismos de transacción o negociación, esto es posible gracias a que la industria es desintegrada y competitiva. De manera particular, Fosco y Saavedra hacen una acotación que resume el resultado, producto de las reformas y liberación del mercado gasífero.

La experiencia de Inglaterra con respecto al mercado de gas natural muestra que la transición de una industria monopolizada a competitiva debe ser acompañada de la creación de un marco regulatorio institucional apropiado que proteja a los entrantes del poder de mercado que ejercen los participantes instalados, y que dé a los participantes iguales derechos al confrontarse al monopolio del gasoducto (Fosco y Saavedra 2003: 9).

- **Otros países**

Decker (2015) pone de manifiesto que un sistema de comercialización eficiente permite a los clientes finales poder elegir a su proveedor de gas al por menor, esto es porque se han introducido políticas que permiten la competencia en el suministro de gas natural, tal y como ocurre en algunos países de Europa y Australia.

En síntesis, la experiencia internacional pone de manifiesto las diferentes políticas de competencia llevadas a cabo, primero, la introducción de competencia *por el mercado* y después *en el mercado*. También ha sido necesaria complementar las reformas con adecuadas prácticas regulatorias. En ese sentido, Mathias y Cecchi (2009) explican que este tipo de experiencias ha servido a muchos países para que lleven a cabo reformas que, de manera general, buscando introducir competencia en actividades concurrenciales³⁹, estableciendo regulaciones a los monopolios naturales y creando entidades reguladoras con el objetivo de garantizar operaciones eficientes de las actividades monopólicas y defendiendo los intereses de los consumidores.

4.6 La distribución de gas natural en países de la región

Los países de la región presentan diferentes modelos de crecimiento o estrategias para el aprovisionamiento de sus respectivos mercados, en donde la participación o rol de cada Estado ha sido fundamental. Por ejemplo, una característica común que comparten países como Bolivia y Venezuela, es que sus mercados presentan un sistema integrado de control estatal. Por otro lado, los demás países cuentan con un mercado desintegrado y participación del sector privado.

De acuerdo con la información recogida, los países de Argentina, Bolivia, Colombia, Perú y Venezuela cuentan con volúmenes de producción elevados, algunos de estos pueden abastecer a otros mercados externos en diferente medida. En cambio, Chile y Uruguay presentan unos niveles de producción nulos o muy bajos, por lo que han optado por la estrategia de abastecer a sus mercados mediante la importación de gas natural procedente de otros países⁴⁰. Un caso

³⁹ Según la Resolución N°0564-2014/SDC-INDECOPI: “un comportamiento tendrá finalidad concurrencial cuando a través de su realización, el empresario que lo comete, procura obtener o generarse algún tipo de ventaja en un determinado segmento competitivo”.

⁴⁰ Específicamente de Argentina vía gasoductos.

particular ocurre con Argentina y Brasil, al complementar su demanda mediante importaciones, a pesar de contar con capacidad productiva. Al respecto, en el Perú se estudia la posibilidad de abastecer el interior del país (mediante importaciones) con gas natural a zonas en donde aún no llega este recurso energético⁴¹. La siguiente tabla resume varias de estas características de los países analizados⁴², indicando el tipo de actividades, la estructura del sector, la entidad responsable y el número de empresas participantes en la distribución del gas natural.

Tabla N° 24
La distribución de gas natural en países de la región

País	Tipo de actividades	Estructura	Autoridad o entidad responsable	Número de empresas distribuidoras
Argentina	Productor, importador y exportador	Desintegrada (regulado)	Ente Nacional Regulador del Gas - Enargas	9
Brasil	Productor e importador	Desintegrada (regulado)	Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles - ANP	25
Bolivia	Productor y exportador	Integrada (monopolio estatal)	Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	2
Colombia	Productor	Desintegrada (regulado)	Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG	49
Chile	Importador	Desintegrada (regulado)	Superintendencia de Electricidad y Combustibles - SEC	6
Perú	Productor y exportador	Desintegrada (regulado)	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin	4
Uruguay	Importador	Desintegrada (regulado)	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua - Ursea	2
Venezuela	Productor y exportador	Integrada (monopolio estatal)	Ente Nacional del Gas - Enagas	1

Elaboración propia

⁴¹ Se encuentra en estudio la posibilidad de importar gas natural procedente de Bolivia. Al respecto, cfr.: <http://semanaeconomica.com/article/sectores-y-empresas/energia/326754-importacion-de-gas-boliviano-no-afectaria-el-proyecto-de-masificacion-de-gas/> (Última consulta: 15 de febrero de 2019).

⁴² En la lista de países presentados no figuran Ecuador ni Paraguay, debido a que sus actividades económicas como el consumo, la producción, la exportación o importación son mínimos o poco significativos.

Una práctica adicional es que en alguno de estos países los precios internos suelen establecerse en función a la cotización internacional del gas y petróleo a largo plazo. Según Chamochín (2017) esto es para evitar trasladar las fluctuaciones del mercado internacional en el corto plazo al mercado interno, mientras otro grupo de países fijan sus precios internos sin referencia al mercado externo.

En este panorama, Ríos (2013) apunta que varios de estos países tienen un gran potencial de gas natural, pero aún la región no es autosuficiente debido a la necesidad de importar, además se requiere invertir sustancialmente en infraestructura e incrementar el crecimiento y desarrollo social a través de la industrialización.

Para entender mejor este desarrollo desigual de los países es necesario compararlos a través de la *relación reservas - producción*⁴³, más conocido como el *factor o ratio R/P* que mide la duración de las reservas de gas (en número de años) manteniendo un nivel de producción de forma constante, además de considerar una tasa de crecimiento, siendo su expresión matemática la siguiente:

$$n = \frac{\ln(1 + i \times \left(\frac{R}{P}\right))}{\ln(1 + i)} - 1$$

Donde:

R = Nivel de reservas probadas

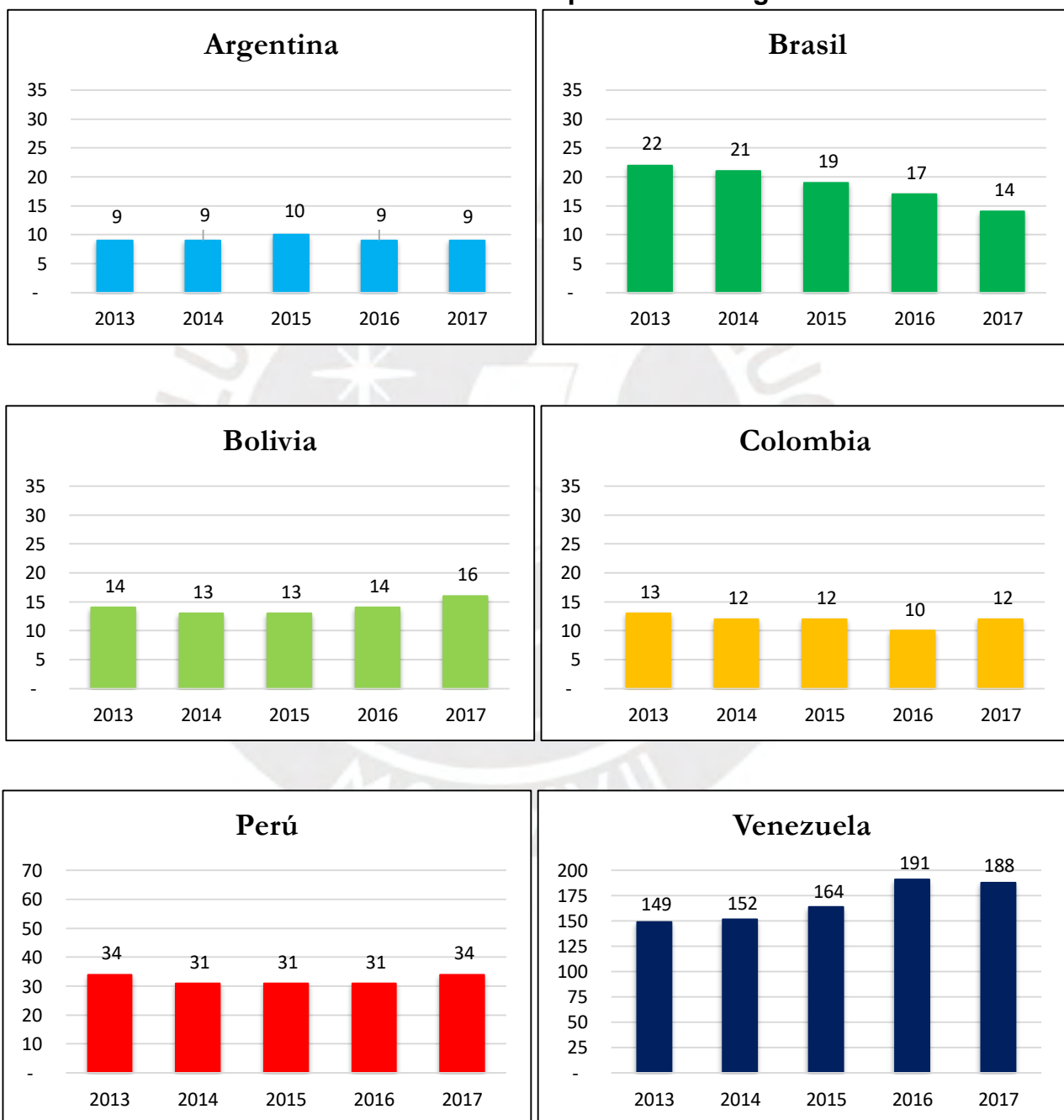
P = Producción (año base)

i = Tasa de crecimiento

⁴³ Esta metodología fue empleada por el Osinergmin (2008) pág. 14.

El siguiente gráfico muestra el factor R/P para un conjunto de países de la región, concretamente estos son: Argentina, Brasil, Bolivia, Colombia, Perú y Venezuela para el período 2013 - 2017.

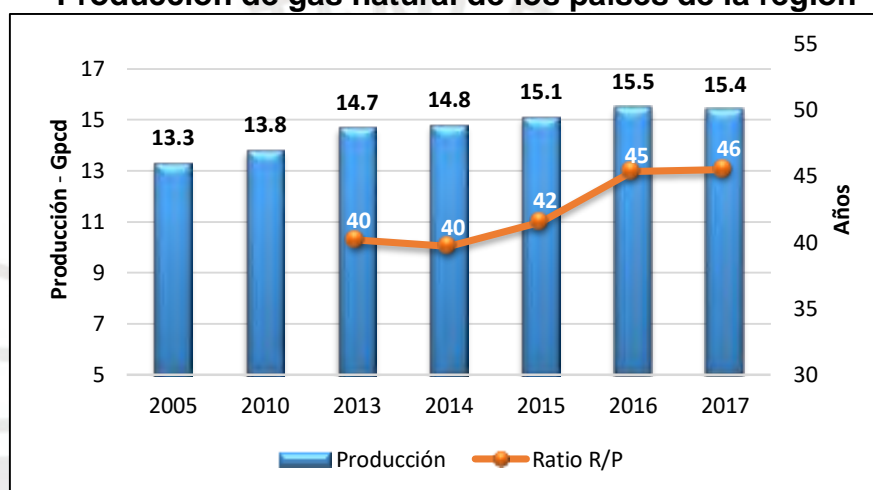
Gráfico N° 15
Factor R/P de los países de la región



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

A nivel de países destaca notoriamente Venezuela, que al 2017 presenta un factor R/P de 188 años. En segundo lugar, se encuentra Perú (34 años), continúan Bolivia (16 años), Brasil (14 años), Colombia (12 años) y Argentina (9 años). Teniendo en cuenta una tasa de crecimiento promedio de 5% se realizó el cálculo de la relación reservas/producción, cuyos resultados arrojan que los países anteriormente seleccionados tendrían reservas probadas de gas natural por 46 años en promedio.

Gráfico N° 16
Producción de gas natural de los países de la región



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2018

A continuación, se explica las características del mercado gasífero en varios países de la región, abordando características relevantes de los sistemas de distribución y analizando comparativamente estos aspectos respecto al sistema peruano.

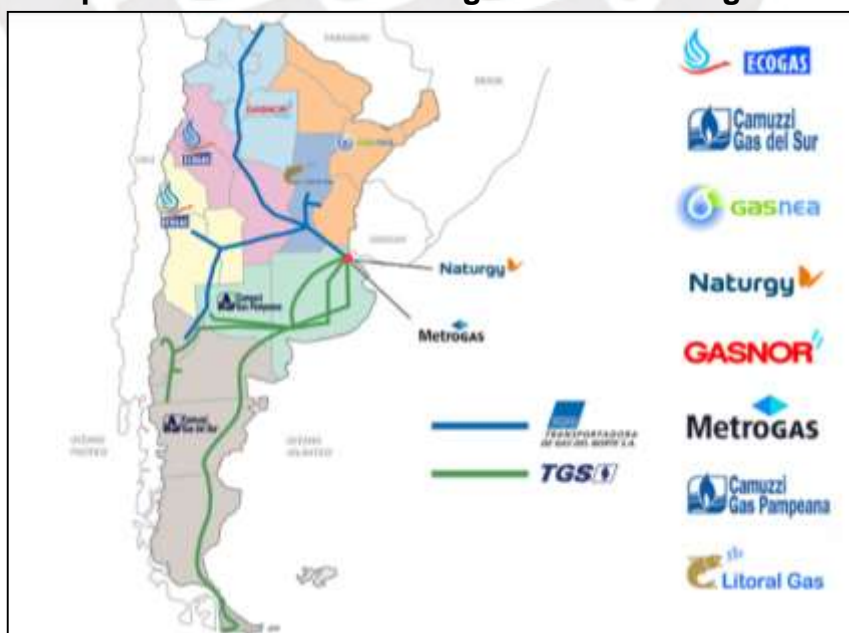
4.6.1 Argentina

En general, la industria del gas natural argentina cuenta con unos de los sistemas de distribución más desarrollados y diversificados de la región. Hasta

el año 1992 todas las actividades se encontraban integradas y en poder de la empresa estatal *Gas del Estado (GDE)*, luego de las reformas las actividades desde la exploración, explotación, transporte, y distribución se desintegraron y pasaron en manos del sector privado.

Respecto a la distribución, Kozulj (2004) advertía inestabilidad en el sistema, ya que muchas empresas establecían contratos a largo plazo y presentaban altos niveles de endeudamiento, afectando de esta manera al sistema competitivo que se había buscado al implantar con las reformas, lo que ameritó que el sistema en general entre en crisis el 2004. Adicionalmente a las razones mencionadas, se suma la crisis de la pesificación de las tarifas y la insuficiencia de realizar inversiones para expandir las capacidades de producción. Sobre este tema, el mismo autor Kozulj (2005) profundiza, que la crisis no se debió a un tema de insuficiencia de capacidad de transporte, sino en la capacidad de inyección, lo que trajo como consecuencia establecer restricciones de las exportaciones, principalmente hacia Chile.

Gráfico N° 17
Empresas distribuidoras de gas natural en Argentina



Fuente: Asociación de Distribuidores de Gas (Adigas)

Otro punto de relevancia es la dinámica de expansión del sistema que ha llevado a problemas de saturación en zonas en donde las redes de distribución llevan varios años, en consecuencia, la expansión de estas redes obedecía a cuestiones de inversión que implicaba reemplazo y crecimiento ordenado en muchas zonas de licencia (Risuleo, 2010).

A pesar de estos inconvenientes el sistema de distribución de gas natural ha crecido considerablemente, ya que este tipo de energía es de una gran relevancia, ocupando una gran proporción dentro de la matriz energética. Según el *Ente Nacional Regulator del Gas (Enargas)*, la cadena de distribución de gas natural se encuentra a cargo de nueve empresas, ocho surgieron producto de las reformas de privatización y la restante, es decir pos reforma, se le asignó una nueva zona de distribución.

Respecto al sistema peruano, este presenta similitudes respecto al sistema de financiamiento de redes y niveles de endeudamiento, sin embargo, en el Perú el sistema aún es pequeño y poco profundo, esto se presenta debido a que el gas natural es una nueva fuente de energía. Además de esto, existe la obligatoriedad de expandir las inversiones en redes, aspecto que no necesariamente se cumple en la Argentina, debido a que las empresas evalúan si estas inversiones en redes resultan razonables o no.

4.6.2 Brasil

Brasil se abastece de gas natural mediante dos vías, una interna y otra externa. La primera, se realiza por las cuencas de Bahía y Campos, mientras que la segunda, se realiza a través de las redes que tiene con Argentina y Bolivia⁴⁴.

⁴⁴ Las importaciones de Bolivia se inician en 1999 a través del gasoducto Brasil - Bolivia, este gasoducto abastece de gas natural a cinco estados. Además de este se encuentra el gasoducto

Un aspecto importante son las labores que realiza la estatal Petrobras⁴⁵, entidad encargada de promover las actividades de exploración y explotación de gas natural.

Las actividades de distribución presentan como característica especial precios libres a las distribuidoras, lo que provoca que el sistema de distribución del gas natural sea un rol o competencia de los estados⁴⁶ y no del gobierno federal, al respecto autores como Mathias y Cecchi exponen lo siguiente:.

La regulación del gas natural en Brasil fue dividida entre las esferas federal (desde la producción hasta los city gates), y estadual (desde los city gates hasta los consumidores finales). ANP⁴⁷ regula las actividades de producción, tratamiento, transporte, importación, exportación y calidad del gas natural mientras los estados, por medio de sus agencias reguladoras estaduais, regulan la distribución del gas canalizado (Mathias y Cecchi 2009: 2).

A diferencia de otros países, Brasil emplea las fuentes de gas natural tanto para la industria como para la generación eléctrica. Respecto a esta última, en el año 2013 se alcanzaron cifras record de importación, esto se produjo debido a la sequía que azotó a muchas zonas del Brasil el año anterior. No obstante, las políticas energéticas apuestan por la adopción de energías renovables en desmedro del uso del gas natural⁴⁸.

Lateral - Cuiabá, que tiene como finalidad principal la generación de energía eléctrica. Mientras la red que conecta Brasil con Argentina es el gasoducto Uruguaiana - Porto Alegre.

⁴⁵ La empresa Petrobras fue creada en 1953, desde el año 1997 se pueden celebrar contratos de tipo *joint ventures* con empresas extranjeras. Desde el año 2004 desarrolló un plan de masificación.

⁴⁶ Los precios a los consumidores finales pueden ser regulados por entidades estaduais.

⁴⁷ ANP responde a la sigla Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, anteriormente Agencia Nacional del Petróleo.

⁴⁸ Ver al respecto, cfr.: <https://elcomercio.pe/economia/gas-natural-estrategia-chile-424276> (Última consulta: 20 de febrero de 2019).

Gráfico N° 18
Empresas distribuidoras de gas natural en Brasil



Fuente: Asociación Brasileña de Empresas Distribuidoras de Gas Canalizado (Abegás)

El sistema de distribución se encuentra a cargo de 25 empresas, teniendo en cuenta la participación dominante de *Petrobras* a través de *BR Distribuidora*, el resto se encuentran operadas por compañías como *Agip*, *BG*, *Enron*, *Shell* y *Repsol YPF*. Cabe destacar que el sistema de distribución se encuentra concentrado en la zona sudeste del país, donde se ubican las ciudades de Sao Paulo y Río de Janeiro. A diferencia del resto del país, el gas natural obtenido en esta zona procede de Bolivia.

Comparando con el sistema peruano, las similitudes se presentan en el abastecimiento de gas natural hacia las zonas con mayor concentración demográfica, en el caso peruano el sistema de distribución se ha orientado principalmente hacia la costa central, mientras que en el Brasil ha sido hacia el sudeste. Por otra parte, en Brasil no hay control de los precios de venta del gas para las distribuidoras, estos son libres y negociados directamente, en esa misma línea, su sistema regulatorio es competencia de la autoridad de cada estado federal. En el caso peruano, las tarifas de distribución las determina únicamente la autoridad regulatoria.

4.6.3 Bolivia

Actualmente el gas natural boliviano se ha consolidado como su principal producto de exportación (destinando el 87.13% de la producción)⁴⁹, por lo que su economía depende en gran medida del mercado externo, teniendo a grandes compradores (importadores) como Argentina y Brasil⁵⁰.

Desde el 2006 se consideró prioritario desarrollar su mercado interno⁵¹, estableciendo al gas natural como un recurso estratégico, además de fijar la política de distribución. La empresa nacional *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)*⁵² se encuentran a cargo de las actividades de distribución y su sistema está compuesto por las redes de La Paz, El Alto, Oruro, Cochabamba, Chuquisaca y Santa Cruz. Vale la pena acotar que en la región de Tarija opera la empresa pública *Emtagas*, la cual cuenta con participación de YPFB, la Gobernación Autónoma del Estado de Tarija y la alcaldía municipal (Espinasa, Sucre, Gutiérrez y Anaya, 2017).

Respecto al sistema peruano, Bolivia mostró un mayor interés en la exportación de su gas, además inicia su plan de masificación en la década pasada, mientras que el Perú cuenta con un mercado relativamente joven. Cabe resaltar una diferencia adicional, en Bolivia el precio de boca de pozo se encuentra indexado al *Fuel Oil*. En el caso boliviano, la distribución de gas natural cuenta con participación estatal, esto implica al gobierno central, regional y local.

⁴⁹ El volumen total de las exportaciones a 2017 fue de 14.9 bcm y la producción total llegó a niveles de 17.1 bcm, según British Petroleum.

⁵⁰ En el 2006 suscribió un contrato con la empresa argentina Enarsa, la vigencia de este contrato es por veinte años, desde el 2007 hasta el 2026. También se firmó un contrato con la brasileña Petrobras en 1996, este se inició en 1999 y culminará el 2019.

⁵¹ De acuerdo a Ley N°3058 suscrita en el 2005, esta ley obedece a la Política Nacional de Hidrocarburos.

⁵² En el 2005 mediante Decreto Supremo se fijan los nuevos estatutos de la YPFB tras la nacionalización de hidrocarburos, ese mismo año se establece el Reglamento de Distribución de gas natural y líneas de recolección. Sin embargo, en el 2014 se modifica el Reglamento de Distribución (categorías de usuarios) a través del Decreto Supremo 1996.

En ese contexto, el sistema peruano se caracteriza por tener un sistema que cuenta con participación de agentes privados cuyas tarifas se encuentran reguladas por un ente estatal. En síntesis, la diferencia esencial se encuentra en el rol que ejerce el Estado.

4.6.4 Colombia

La industria gasífera de gas natural en Colombia data de finales de los setentas. En 1991 se aprobó un programa de masificación y en 1996 se llevó a cabo la desintegración vertical del sistema.

Al igual que Bolivia y Chile, Colombia tiene la política de vincular sus precios internos a cotizaciones internacionales, esto sucede con el precio máximo de boca de pozo, el cual se encuentra indexado al *Residual Fuel Oil*, y es actualizado semestralmente desde el 2005. Un detalle importante ocurre en Cusiana⁵³, donde el precio de boca de pozo es libre desde el 2006, esto ocurre cuando se supera su capacidad establecida (Vásquez, García y Ruiz, 2013).

Gráfico N° 19
Estructura de la industria del gas natural en Colombia



Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

⁵³ Es el yacimiento petrolífero más grande de Colombia en donde se produce petróleo y gas natural.

Las actividades de distribución de gas natural se encuentran a cargo de 49 empresas, siendo la *Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)* el ente rector que determina las tarifas en función a los costos de inversión y capital declarados por las empresas prestadoras del servicio, además de los costos de operación y mantenimiento, y la determinación de la tasa de descuento. Conviene subrayar que el gobierno otorga subsidios a los usuarios de menores ingresos⁵⁴. Como resultado, Colombia es el segundo país de la región con el mayor número de conexiones residenciales (superado por Argentina).

Respecto al sistema de peruano, en Colombia la distribución de gas natural es ejecutada por empresas públicas (que también abastecen otros servicios públicos) y por el sector privado mediante contratos de concesión. Otra diferencia es la liberación del precio de boca de pozo, en caso se supere la capacidad máxima establecida.

4.6.5 Chile

La industria del gas natural en Chile empezó a desarrollarse en la década de los setentas a través de la *Empresa Nacional de Petróleo (ENAP)*, posteriormente en la década de los ochentas se realizó a través de iniciativas privadas. En la década de los noventa, Chile experimenta un declive en su producción y en 1997 tuvo un acuerdo que permitía comprar gas argentino (importar) al mercado chileno; sin embargo, este acuerdo empezó a experimentar restricciones desde el año 2004. El mercado gasífero chileno es prácticamente dependiente de las importaciones que realiza⁵⁵, estas representan el 81% de su

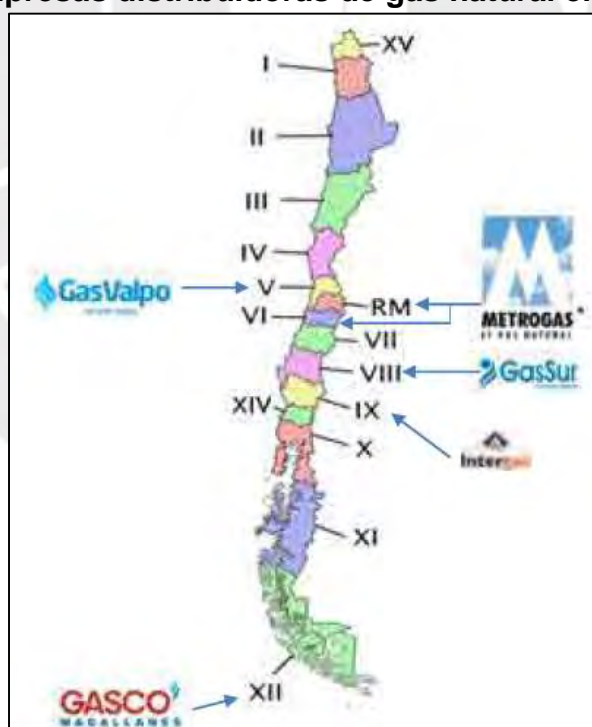
⁵⁴ Los subsidios se entregan de acuerdo a la clasificación de los usuarios por niveles o estratos, según el Informe del sector Gas Natural 2017. Al respecto, cfr.: <http://www.promigas.com/En/News/Documents/INFORME%20GAS%20NATURAL%20COLOMBIA%202018.pdf> (Última consulta: 24 de febrero de 2019).

⁵⁵ Principalmente proceden de Argentina a través del gasoducto Centro Oeste (mayor información en los Anexos 1 y 2).

oferta total⁵⁶. Respecto a su producción de gas natural cabe indicar que el precio de boca de pozo se encuentra indexado al WTI.

Respecto al transporte cabe precisar que, tanto las distribuidoras, generadoras y clientes grandes compran directamente a los productores y especifican en sus contratos la capacidad de transporte, por lo que el Estado se reserva a fijar tarifas a las distribuidoras. Por tanto, son las empresas distribuidoras las que establecen las tarifas, cuyos pliegos son no discriminatorios y públicos para las seis empresas que conforman el sistema. Sin embargo, en la zona de Magallanes existe regulación tarifaria, esta situación se ha presentado debido a la carencia de sustitutos cercanos de este recurso energético.

Gráfico N° 20
Empresas distribuidoras de gas natural en Chile



Fuente: Grupo CGE

⁵⁶ Comisión Nacional de Energía. Reporte anual, según el Balance Nacional de Energía 2017. Al respecto, cfr.: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/> (Última consulta: 25 de febrero de 2019).

Posteriormente en el año 2009 es que empieza la llegada del GNL al inaugurarse los terminales de Quintero y Mejillones en los años 2009 y 2010, respectivamente. Este GNL se abastece mediante ductos o camiones, denominado GNL Móvil⁵⁷.

Respecto a su comparación con el sistema de peruano, este último cuenta con tarifas de distribución fijadas por el regulador, mientras que el sistema chileno es fijado libremente, y sólo existe regulación tarifaria en una zona determinada, este mecanismo resulta bastante interesante debido a que no existe una regulación plana o específica para las tarifas de distribución, sino que esta obedece a mecanismo que incentivan la competencia y que evalúa la existencia de sustitutos cercanos.

4.6.6 Uruguay

Al igual que Chile, Uruguay es importador dependiente de gas natural procedente de la Argentina (Tabla A11). Dada su extensión geográfica y su densidad poblacional donde el nivel de consumo es bajo. El sistema de distribución se encuentra a cargo de la *Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (Ursea)*, cuya competencia la ejerce sobre las empresas dos empresas distribuidoras, *Montevideo Gas* a cargo de la capital, la ciudad de Montevideo, y la empresa *Conecta*, la cual suministra gas natural al interior del país⁵⁸.

⁵⁷ Al respecto, cfr.: http://www.metrogas.cl/gnl_movil/ (Última consulta: 27 de febrero de 2019).

⁵⁸ Al respecto, cfr.: http://www.ursea.gub.uy/inicio/Combustibles/Gas_Natural/ (Última consulta: 27 de febrero de 2019).

Comparando con el sistema de distribución peruano, existe la similitud de suministrar gas natural a cargo de una empresa en la capital y otras empresas al interior del país.

4.6.7 Venezuela

Si bien Venezuela es uno de los países con los mayores niveles de reservas de gas natural de la región, esto no ha sido del todo aprovechado para explotar este recurso. Las principales actividades vienen siendo lideradas por la compañía estatal *Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA)*. En el 2003, esta empresa estatal tuvo iniciativas de apertura con empresas privadas, así como la firma para construcción de un gasoducto entre Colombia y Venezuela. Por razones estratégicas, el gas natural es destinado para la industria, la petroquímica y la generación eléctrica, caso contrario ocurre con los sectores residenciales y comerciales en donde la distribución del gas naturales es menos significativa respecto a otros sectores.

El abastecimiento al sector residencial en Venezuela se basa en la transformación del GLP y no en el gas seco (que lo diferencia de los demás países investigados), esto es porque Venezuela tiene un desarrollo histórico basado en el petróleo (Chamochín, 2017).

Respecto al sistema peruano, la diferencia se encuentra en la orientación o destino que se le otorga al gas natural a determinados sectores, además de ello, la cultura de promoción de este recurso obedece a la estructura del mercado y al rol que ejerce el Estado.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE EFICIENCIA

5.1 Medición de la Eficiencia

El análisis de la eficiencia económica ha sido desarrollado con mucho interés en el mundo, tanto sectores regulados como no regulados han apostado por distintos métodos de estimación. La eficiencia en sí es un concepto bastante relativo, debido a que, la producción u output de una empresa es el resultado de usar o combinar distintos factores o insumos productivos, por tanto, la eficiencia se basa más en un concepto económico dada la escasez de recursos en usos alternativos.

En ese sentido, la teoría económica ha desarrollado el concepto de Frontera de Posibilidades de Producción (FPP)⁵⁹, en donde los límites a esa frontera reflejan el uso óptimo de un determinado nivel de producción, dada una cantidad de insumos. En consecuencia, todos los resultados ineficientes estarían representados por la distancia que existe entre dicha frontera y los puntos que representan el producto u output calculado.

Si bien la FPP es un concepto teórico, adicionalmente se han desarrollado metodologías para medir la eficiencia, estas pueden realizarse de dos diferentes formas. La primera, a través de metodología econométrica y la segunda, mediante programación matemática.

En la *metodología econométrica* se especifica la forma funcional de la función de producción, en donde, el término del error, que es puramente

⁵⁹ La Frontera de Posibilidades de Producción (FPP) se define como: “el lugar geométrico de las combinaciones de bienes que es posible producir en condiciones de eficiencia” (Maté y Pérez 2007: 151).

aleatorio, se encuentra reflejado tanto la ineficiencia como el error de especificación del modelo, esto ha llevado a la confusión de entender los errores en las estimaciones de eficiencia. Por otro lado, en los métodos de *programación matemática* no existe una representación específica de la forma funcional que se busca especificar⁶⁰, por lo que la frontera no tiene una representación definida y donde todo tipo de desviación a esta representa ineficiencia. Esta situación ha llevado al debate sobre qué metodología usar, mostrando a algunos investigadores su interés o preferencia por los métodos econométricos y otros por los de programación matemática.

Siendo el propósito de la presente investigación, la aplicación del DEA, que pertenece a la metodología de programación matemática, cuyo procedimiento es no paramétrico y utiliza la técnica de programación lineal.

5.2 La Eficiencia Productiva

En relación a este tema, diversos autores presentan sus opiniones, una de estas define a la eficiencia productiva como: “una asignación de los recursos es eficiente en la producción (o técnicamente eficiente) si ninguna reasignación más permite producir una cantidad mayor de un bien sin reducir la producción de otro” (Nicholson 1997: 85).

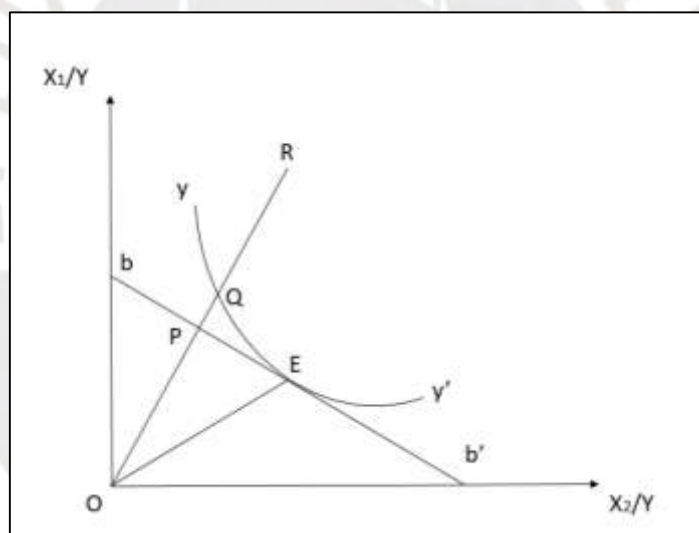
Por otro lado, Farrell (1957) fue el pionero en tratar de explicar cómo medir la eficiencia productiva de forma empírica⁶¹, recogiendo los conceptos de eficiencia asignativa y eficiencia técnica al realizar un estudio sobre el comportamiento productivo de un grupo de empresas. Farrell propuso que una empresa busque los mejores resultados empleando dos insumos, llamados

⁶⁰ Representación no paramétrica.

⁶¹ Farrell se basó en los estudios que previamente había realizado Koopmans (1951), quien había ofrecido una definición para la eficiencia productiva.

también entradas o inputs, por ejemplo “ x_1 ” y “ x_2 ”, cuyo resultado, nivel de salida u output sea “ y ”, es decir, la combinación óptima de estos inputs (eficiencia asignativa) y su menor utilización, en términos de recursos, determinan el nivel de output más eficiente (eficiencia técnica). Para lograr esto se asumen dos hipótesis. La primera, la *hipótesis de convexidad* afirma que, si se tiene dos funciones convexas independientes la combinación de estas resultará también convexa. Mientras que la segunda hipótesis propone *retornos constantes a escala*, lo cual implica la invariancia entre los insumos empleados y el resultado obtenido, por lo tanto, se busca lograr determinar la eficiencia en función de aspectos técnicos mas no de escala.

Gráfico N° 21
La Eficiencia Productiva



Fuente: Farrell (1957).

En el gráfico anterior se tiene la curva yy' como la isocuanta⁶², la cual representa todos los resultados posibles al combinarse los insumos. Por ejemplo, el punto R representa un nivel inalcanzable, debido a que se requiere la combinación de factores que están muy por encima de la restricción de disponibilidad de los insumos empleados. Además, refleja ineficiencia porque se puede reducir la producción de R a Q (siendo QR la distancia o tramo ineficiente). Esto también se puede explicar como proporción o parte de un rayo, es decir

⁶² La isocuanta se define como: “curva que muestra todas las combinaciones posibles de factores que generan el mismo nivel de producción” (Pindyck 2009: 232).

QR/OR, siendo la parte de los insumos que debe reducirse de forma proporcional para obtener la producción o resultado de salida en una unidad. Asimismo, se puede concluir que el tramo OQ/OR representa la eficiencia técnica, porque en el punto Q la producción es igual a la una unidad, además de encontrarse en la curva yy'.

Luego de haber obtenido la eficiencia técnica, se pueden obtener los precios relativos de los insumos X1 y X2, donde ambos para ser accesibles deben estar en la recta isocosto⁶³ o debajo de esta. Teniendo en cuenta estos aspectos, el punto P representa la eficiencia asignativa y en términos de proporción, el segmento PQ representa la reducción de costos, es decir OP/OQ. La ecuación que resume la eficiencia productiva aplicada al gráfico anterior sería:

Eficiencia Productiva = Eficiencia Asignativa x Eficiencia Técnica

$$\text{Eficiencia Productiva} = \frac{OP}{OQ} \times \frac{OQ}{OR}$$

Por lo tanto, resultaría:

$$\text{Eficiencia Productiva} = \frac{OP}{OR}$$

5.3 Análisis Envolvente de Datos (DEA)

La metodología del Análisis Envolvente de Datos o DEA es una técnica que se utiliza para medir eficiencias relativas dentro de un grupo de conglomerado de

⁶³ La recta isocosto se define como: “gráfico que muestra todas las combinaciones posibles de dos factores que pueden comprarse con un costo dado” (Pindyck 2009: 232).

datos o unidades organizacionales, denominados también Unidades de Tomas de Decisión (DMU, por sus siglas en inglés)⁶⁴, pudiendo estos ser empresas, países, regiones, instituciones y hasta personas.

Un modelo DEA asigna la puntuación de “1” a unidades que muestran los máximos niveles de eficiencia, es decir, son iguales a la frontera estimada (medida de la eficiencia), además que no existen diferencias respecto a las otras unidades comparadas. Por otra parte, una puntuación con valores menores a “1” refleja la distancia radial (ineficiencia) de la unidad con la frontera estimada (Ponce, 2007).

Si bien Farrel mostró una primera forma o aproximación de medir la eficiencia productiva, lo cierto es que su método de estimación comprende *una sola etapa*, no obstante, ofrece una representación básica que permite la inclusión de inputs no controlables. Luego, se desarrollaron *modelos de dos etapas*, estos consisten en la estimación inicial del DEA (mediante índices) y, en una segunda etapa permite la corrección o manipulación de los efectos de las variables no controlables. Posteriormente, surgen los *modelos de tres etapas*, a través de los cuales se compensa o elimina los efectos de las variables anteriormente mencionadas⁶⁵ (Ayaviri y Quispe, 2011).

Otro método de estimación llamado *métodos de programa* propuesto por Charnes, Cooper y Rodees (1978) quienes tuvieron el objetivo de detectar potenciales diferencias en eficiencias entre distintos desempeños, además consideraron a las variables no controlables como categorías. Para representar

⁶⁴ Proviene de Decision Making Units (DMU).

⁶⁵ La siguiente lista presenta una serie de autores según los modelos realizados:

Modelos de una etapa: Banker y Morey (1986), Coelli (1999) y conjuntamente Lozano, Pastor y Pastor (2000).

Modelos de dos etapas: Ray (1991), Mc Carty y Yaisawng (1993), Pastor (1994), Bhattacharyya (1997), Worthington y Dollery (2000) Balaguer - Coll (2000), Loikkanen y Susiluoto (2005) y finalmente, Alfonso y Fernández (2005).

Modelos de tres etapas: Fried y Lovell (1996), Friend, Schmiedt y Yaisawng (1999), Muñiz (2001), Fried et. al. (2002), Dios Palomares (2004).

este tipo de modelos a estimar se requiere de “ n ” entradas o inputs, “ m ” salidas u outputs y se debe asumir que existen “ s ” DMU. Adicionalmente, sugieren asignarle un *peso o ponderación*, tanto para los inputs como para los outputs. En términos sencillos, la eficiencia es el resultado de las ponderaciones de las salidas sobre las entradas y se define como:

$$Eficiencia = \frac{\sum ponderada de salidas}{\sum ponderada de entradas}$$

Además de lo anterior, estos autores formularon su modelo a optimizar bajo el supuesto de Retornos o Rendimientos Constantes a Escala (CRS)⁶⁶:

Sujeto a⁶⁷:

$$\sum_{r=1}^n \lambda_r y_{jr} - y_{j0} \geq 0 \quad j = 1 \dots m$$

$$\theta_0 x_{i0} - \sum_{r=1}^n \lambda_r x_{ir} \geq 0 \quad i = 1 \dots k$$

$$\lambda_r \geq 0; \quad r = 1, 2, \dots, N$$

⁶⁶ Los Rendimientos Constantes a Escala (CRS, por sus siglas en inglés) se define como: “situación en la que la producción se duplica cuando se duplican todos los factores” (Pindyck 2009: 240).

⁶⁷ En el modelo original se planteó una restricción adicional, la cual pertenece a las variables ambientales, estas se refieren a las variables que la empresa no tiene capacidad de control o actuación, pero que afectan su proceso productivo. Este tipo de variables no se incluye en el modelo y su representación sería: $z_{p0} - \sum_{r=1}^n \lambda_r z_{pr} = 0 \quad p = 1 \dots l$ y matricialmente: $z_0 - Z\lambda = 0$.

Este mismo modelo se puede expresar matricialmente como:

$$\text{Min}_{\theta, \lambda} \theta_0$$

Sujeto a:

$$Y\lambda - y_0 \geq 0$$

$$\theta x_0 - X\lambda \geq 0$$

$$\lambda \geq 0$$

$$\lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_N)^T$$

En donde:

λ = Vector de constantes (nx1).

θ = Eficiencia de la unidad de decisión (empresa), en donde $\theta \leq 1$.

X = Matriz de inputs para las n empresas de los países de la región (kxn).

Y = Matriz de outputs para las n empresas de los países de la región (mxn).

x_i = Vector de inputs utilizados por la ith empresa.

y_i = Vector de outputs utilizados por la ith empresa.

La solución a este problema de programación lineal permite conocer lo siguiente:

- Las unidades de decisión o empresas son comparables.

- El vector de constantes, es decir λ , mide los pesos o ponderaciones que determinan la ubicación de las empresas cuando estas pasen de niveles ineficientes a eficientes.
- Si la empresa obtiene un $\theta=1$ significa que se encuentra sobre la frontera estimada y que es eficiente.
- Si la empresa obtiene un $\theta < 1$ significa que se encuentra dentro de la frontera estimada y que es ineficiente.

Posteriormente, autores como Banker, Charnes y Cooper (1984) presentaron un modelo con Retornos Variables a Escala (VRS)⁶⁸, extendiendo la posibilidad que estos sean constantes, crecientes o decrecientes. Su representación es la siguiente:

$$\text{Max } h_0 = \sum_{i=1}^m u_i x_{r0} + \mu$$

Sujeto a:

$$\sum_{r=1}^s v_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m u_i x_{ij} + \mu \leq 0; \quad j = 1, \dots, n$$

$$\sum_{r=1}^s v_r y_{r0} = 1$$

$$v_r, u_i \geq 0; \quad r = 1, \dots, s; i = 1, \dots, m$$

En donde μ es autónoma e indica las posibilidades de rendimiento que se encuentra operando la unidad analizada, pudiendo tener distintos valores como:

⁶⁸ Los Rendimientos Variables a Escala (VRS, por sus siglas en inglés) se define como: "situación en la que la producción se duplica creces o no llega a duplicarse cuando se duplican todos los factores" (Pindyck 2009: 240).

(i) $\mu \leq 0$, la función es de rendimientos crecientes a escala, (ii) $\mu \geq 0$, la función es de rendimientos decrecientes a escala y (iii) $\mu = 1$, la función es de rendimientos constantes a escala.

En resumen, la aplicación de los modelos DEA permite realizar estimaciones y representar soluciones estando con rendimientos constantes o variables de escala, es decir CRS y VRS, respectivamente. En opinión de Sanhueza “La ventaja del conocimiento de estos dos modelos está en la posibilidad de separar los dos tipos de ineficiencias a fin de evaluar ineficiencias solo técnicas en el involucramiento” (Sanhueza 2003:72).

La aplicación del DEA se ha realizado a diversas áreas o sectores, su aceptación permite emplearlo en el ámbito público como privado. Para la presente investigación se ha verificado que en el Perú se ha aplicado este tipo de metodología a sectores como agua y saneamiento (Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento - Sunass, 2018), distribución eléctrica (Chávarry y Pacheco, 2017), gasto público en educación (Ponce, 2007), instituciones microfinancieras (Farfán y Ruiz, 2005), puertos (Carbajal y Chang, 2009), entre otros.

5.4 Análisis descriptivo de los datos

Los datos empleados para poder estimar la función de costos surgen de la información que ha sido recogida de las memorias anuales, informes de gestión y reportes de desempeño tanto de las empresas distribuidoras como de las entidades reguladoras de cada país. Por lo tanto, se cuenta con 26 empresas prestadoras del servicio de distribución de gas natural de cinco países⁶⁹, los datos

⁶⁹ Las 26 empresas analizadas corresponden a los países de Argentina, Brasil, Bolivia, Colombia y Perú.

de frecuencia anual corresponden al período 2014 - 2017. Con esta información se procede a presentar los siguientes resultados estadísticos.

Tabla N° 25
Estadística descriptiva

Nombre de variable	Variable	Número de observaciones	Promedio	Desviación estándar
Costos (US\$)	COSTOS	104	147,626	217,922
Volumen de ventas(MM m ³)	VOL_MM3	104	617	1,794
Cientes totales	TOT_CLIENTES	104	706,706	595,570
Cientes residenciales	TOT_RESIDEN	104	661,237	573,005
Redes (Km)	KM_RED	104	33,503	105,114
Número de trabajadores	EMPLEO	104	399	277
Salarios	SALARIOS	104	43	124

Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

Luego la matriz de correlaciones explica las diferentes interrelaciones entre las variables empleadas en el modelo.

Tabla N° 26
Matriz de correlaciones

	COSTOS	VOL_MM3	TOT_CLIENTES	TOT_RESIDEN	KM_RED	EMPLEO	SALARIOS
COSTOS	1						
VOL_MM3	0.003	1					
TOT_CLIENTES	0.070	-0.002	1				
TOT_RESIDEN	0.066	0.013	0.997	1			
KM_RED	0.059	-0.050	0.115	0.088	1		
EMPLEO	0.024	0.006	0.598	0.583	0.167	1	
SALARIOS	0.004	0.944	-0.008	0.002	0.064	0.011	1

Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

En esta matriz primero destaca la alta correlación entre el total de clientes con los clientes residenciales, esta situación se presenta porque estos últimos representan la mayor parte del total de clientes. Segundo, el empleo muestra correlación media con el total de clientes, los clientes residenciales y los Km de redes, este último en menor medida. Tercero, el total de clientes con los Km de redes también muestran correlación positiva. En tanto, el resto de variables tiene correlación positiva cercana a uno y sólo las ventas de gas natural (unidades expresadas en volumen) presentan una relación negativa y muy baja con los Km de redes y el total de clientes.

5.5 Modelo 1: Estimación del DEA

Cabe precisar que el modelo DEA que se busca estimar está orientado al input, es decir, a los costos. Para lograr este objetivo y medir de una manera más apropiada se asume que las empresas (unidades analizadas) objeto de la investigación controlan sus inputs⁷⁰. Sin embargo, dada las diferencias en los niveles de eficiencia relativa, no se conoce los rendimientos de escala de producción, por lo que se asume que presentan rendimientos constantes a escala (CRS), es decir, una relación invariable entre los insumos y el producto.

5.5.1 Resultados de la estimación del modelo DEA

Los resultados de la tabla anterior muestran a la variable θ (theta) que mide la eficiencia de cada empresa, donde puede ser $\theta \leq 1$. Si este valor es "1", estamos ante empresas eficientes y valores menores a "1" (diferencia de theta) refleja la medida de ineficiencia.

⁷⁰ Se asume que por motivos regulatorios las empresas prestan el servicio de distribución ininterrumpidamente.

Tabla N° 27
Resultados de la estimación del modelo DEA

```
options: RTS(CRS) ORT(IN) STAGE(2)
CRS-INPUT Oriented DEA Efficiency Results:
```

	rank	theta
dmu: CALIDDA_PER	1	1
dmu: CONTUGAS_PER	16	.645208
dmu: ALCANOS_COL	14	.707196
dmu: EFIGAS_COL	19	.504046
dmu: EPM_COL	22	.207062
dmu: GN_CUNDIBOY_COL	1	1
dmu: GASORIENTE_COL	18	.51975
dmu: GAS_NAT_COL	1	1
dmu: G_GUAJIRA_COL	21	.400773
dmu: G_OCC_COL	13	.798451
dmu: G_CARIBE_COL	12	.827476
dmu: SURTIGAS_COL	17	.612061
dmu: DG_CENTRO_ARG	1	1
dmu: LITORAL_GAS_ARG	11	.930414
dmu: CAMUZZI_GSUR_ARG	1	1
dmu: CAMUZZI_GPAM_ARG	20	.417423
dmu: GN_BAN_ARG	.	.
dmu: METROGAS_ARG	1	1
dmu: GASNOR_ARG	15	.646973
dmu: GAS_NEA_ARG	1	1
dmu: DDG_CUYANA_ARG	1	1
dmu: METROGAS_CHI	1	1
dmu: GASCO_CHI	1	1
dmu: CEG_BRAS	25	.0552314
dmu: CEG_RIO_BRA	24	.0848695
dmu: GNSPS_BRA	23	.108815

Fuente: Elaboración propia en Stata 14 con datos de las empresas investigadas



Luego, estos mismos resultados se presentan de manera ordenada y comprende desde la empresa más eficiente a la menos eficiente.

Tabla N° 28
Modelo DEA: Ranking de eficiencia por empresa⁷¹

Empresa	País	Theta	Ranking
Cálidda	Perú	1.0000	1°
Gas Natural Cundiboyacense	Colombia	1.0000	1°
Gas Natural	Colombia	1.0000	1°
Distribuidora de Gas del Centro	Argentina	1.0000	1°
Camuzzi Gas del Sur	Argentina	1.0000	1°
Metrogas	Argentina	1.0000	1°
Gas Nea	Argentina	1.0000	1°
Distribuidora de Gas Cuyana	Argentina	1.0000	1°
Metrogas Chile	Chile	1.0000	1°
Gasco	Chile	1.0000	1°
Litoral Gas	Argentina	0.9304	11°
Gases del Caribe	Colombia	0.8275	12°
Gases de Occidente	Colombia	0.7985	13°
Alcanos	Colombia	0.7172	14°
Gasnor	Argentina	0.6470	15°
Contugas	Perú	0.6452	16°
Surtigas	Colombia	0.6121	17°
Gasorient	Colombia	0.5198	18°
Efigas	Colombia	0.5040	19°
Camuzzi Gas Pampeana	Argentina	0.4174	20°
Gases de la Guajira	Colombia	0.4008	21°
Empresas Públicas de Medellín (EPM)	Colombia	0.2071	22°
GNSPS (Gas Natural Sao Paulo Soul - Fenosa)	Brasil	0.1088	23°
CEG Rio (Fenosa)	Brasil	0.0849	24°
CEG (Fenosa)	Brasil	0.5523	25°

Fuente: Elaboración propia en Stata 14 con datos de las empresas investigadas

⁷¹ Se ha excluido a la empresa Gas Natural Ban de Argentina (GN BAN ARG) por presentar 0.00 como valor, lo que falsearía la medición de la eficiencia.

5.6 Modelo 2: Estimación Econométrica⁷²

Para evaluar los niveles de eficiencia de las empresas a través de una metodología econométrica, se requiere estimar un modelo de datos de panel con efectos fijos⁷³, es decir, se busca analizar el desempeño específico de cada una de las empresas y sus efectos a lo largo del tiempo, con el fin de capturar su heterogeneidad no observable. Siendo la representación general de este modelo la siguiente:

$$Y_{jT} = c + \beta_1 X_{1jt} + \beta_2 X_{2jt} + \dots + \beta_K X_{Kjt} + U_{jt}$$

Donde:

$j = 1, 2, \dots, n$

$t = 1, 2, \dots, T$

Por lo tanto, el número total de observaciones viene a ser $n \times T$. Reemplazando por los valores originales, el panel que se busca estimar sería 104 observaciones, es decir 26×4 .

j se refiere a las empresas distribuidoras de gas natural de los países, y

t al tiempo de análisis comprendido en el análisis

c es la constante

⁷² Este modelo con metodología econométrica busca determinar los niveles de eficiencia media, empleando la misma información que el modelo DEA.

⁷³ Un modelo de datos de panel de efectos aleatorios considera que los efectos individuales no son independientes y más bien se encuentran aleatoriamente distribuidos en un valor.

β es un vector de parámetros que va desde 1 hasta K

X_{jt} es la j-ésima observación al momento t para las variables explicativas K

U_{jt} es el término del error

El modelo econométrico es logarítmico, porque permite capturar mejor las diferencias de los resultados encontrados de cada variable a lo largo del tiempo, independientemente de la escala de producción que utilicen. El modelo planteado tendría la siguiente forma funcional:

$$\begin{aligned} \text{Log}(\text{COSTOS}) = & C + \beta_1 \text{Log}(\text{VOL_MM3}) + \beta_2 \text{Log}(\text{TOT_CLIENTES}) + \beta_3 \text{Log}(\text{TOT_RESIDEN}) \\ & + \beta_4 \text{Log}(\text{KM_RED}) + \beta_5 \text{Log}(\text{EMPLEO}) + \beta_6 \text{Log}(\text{SALARIOS}) \\ & + 0.5 [\beta_7 \text{Log}(\text{VOL_MM3}) \times \text{Log}(\text{TOT_CLIENTES}) \\ & + \beta_8 \text{Log}(\text{VOL_MM3}) \times \text{Log}(\text{TOT_RESIDEN}) + \beta_9 \text{Log}(\text{VOL_MM3}) \times \text{Log}(\text{KM_RED}) \\ & + \beta_{10} \text{Log}(\text{VOL_MM3}) \times \text{Log}(\text{EMPLEO}) + \beta_{11} \text{Log}(\text{VOL_MM3}) \times \text{Log}(\text{SALARIOS}) \\ & + \beta_{12} \text{Log}(\text{TOT_CLIENTES}) \times \text{Log}(\text{TOT_RESIDEN}) \\ & + \beta_{13} \text{Log}(\text{TOT_CLIENTES}) \times \text{Log}(\text{KM_RED}) \\ & + \beta_{14} \text{Log}(\text{TOT_CLIENTES}) \times \text{Log}(\text{EMPLEO}) \\ & + \beta_{15} \text{Log}(\text{TOT_CLIENTES}) \times \text{Log}(\text{SALARIOS}) \\ & + \beta_{16} \text{Log}(\text{TOT_RESIDEN}) \times \text{Log}(\text{KM_RED}) \\ & + \beta_{17} \text{Log}(\text{TOT_RESIDEN}) \times \text{Log}(\text{EMPLEO}) \\ & + \beta_{18} \text{Log}(\text{TOT_RESIDEN}) \times \text{Log}(\text{SALARIOS}) \\ & + \beta_{19} \text{Log}(\text{KM_RED}) \times \text{Log}(\text{EMPLEO}) + \beta_{20} \text{Log}(\text{KM_RED}) \times \text{Log}(\text{SALARIOS}) \\ & + \beta_{21} \text{Log}(\text{EMPLEO}) \times \text{Log}(\text{SALARIOS})] \end{aligned}$$

5.6.1 Resultados de la estimación del modelo econométrico

La información de las empresas permite obtener resultados económicamente viables y estadísticamente eficientes, tanto en las pruebas a nivel individual como grupal, así como los signos de los coeficientes, los cuales resultan relevantes e indican la direccionalidad de la relación económica existente entre la variable dependiente con las independientes o explicativas. El método de estimación corresponde a los Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), donde el modelo final resultante sería:

$$\begin{aligned} \text{Log}(\text{COSTOS}) = & C + \beta_1 \text{Log}(\text{VOL_MM3}) + \beta_2 \text{Log}(\text{TOT_CLIENTES}) + \beta_3 \text{Log}(\text{TOT_RESIDEN}) \\ & + \beta_4 \text{Log}(\text{KM_RED}) + \beta_5 \text{Log}(\text{EMPLEO}) + \beta_6 \text{Log}(\text{SALARIOS}) \\ & + 0.5 [\beta_{12} \text{Log}(\text{TOT_CLIENTES}) \times \text{Log}(\text{TOT_RESIDEN}) \\ & + \beta_{21} \text{Log}(\text{EMPLEO}) \times \text{Log}(\text{SALARIOS})] \end{aligned}$$

Reemplazando con los coeficientes estimados:

$$\begin{aligned} \text{LOG}(\text{COSTOS}) = & 55.8121 + 0.3566 * \text{LOG}(\text{VTAS_MMM3}) - 6.4134 * \text{LOG}(\text{TOTAL_CLIENTES}) \\ & + 1.1921 * \text{LOG}(\text{SALARIOS}) + 0.4406 * 0.5 * \text{LOG}(\text{TOTAL_CLIENTES}) * \text{LOG}(\text{TOT_RESIDEN}) - \\ & 0.6269 * 0.5 * \text{LOG}(\text{EMPLEO}) * \text{LOG}(\text{SALARIOS}) + [\text{CX=F, PER=F, ESTSMPL}="2014 2017"] \end{aligned}$$

Tabla N° 29
Resultados de la estimación del modelo econométrico

Variable dependiente: COSTOS		
	Coeficientes estimados	Error estándar
Variable independiente:		
Constante	55.81	13.9356
Log(Vol_MM3)	0.3566	0.1468
Log(Tot_Clientes)	-6.4134	2.2702
Log(Salarios)	1.1921	0.5201
0.5xLog(Total_Clientes)xLog(Total_Residen)	0.4406	0.1856
0.5xLog(Empleo)xLog(Salarios)	-0.6269	0.1704
Método:	Panel MCO	
Muestra:	2014 - 2017	
N° de observaciones	104	
R²	0.9886	
R² ajustado	0.9833	
Prueba F	185.09	
Prob est. F	0.0000	

Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

5.6.2 Resultado comparativo entre las empresas

Con la ventaja que ofrece la estimación por efectos fijos, este modelo permite capturar los efectos dinámicos entre las empresas o las variaciones que presentan a lo largo del tiempo. Luego, se muestran los resultados de las estimaciones y con la verificación de sus respectivos coeficientes, corresponde

transformar estos últimos y estimarlos para la valorización del modelo por cada empresa⁷⁴. Por lo tanto, se confirman las diferencias estructurales entre las empresas, ya que estas no convergen de forma condicional. Esto se verifica en el efecto fijo que representa el desempeño o eficiencia por empresa, situándose por encima o debajo del promedio calculado. Por último, se presentan los resultados de manera ordenada, desde la más eficiente hasta la menos eficiente.

Tabla N° 30
Modelo econométrico: Ranking de eficiencia por empresa

Empresa	País	Eficiencia	Ranking
Empresas Públicas de Medellín (EPM)	Colombia	5.6154	1°
Cálidda	Perú	4.5340	2°
Metrogas Chile	Chile	3.8497	3°
Gases de Occidente	Colombia	3.6919	4°
CEG (Fenosa)	Brasil	3.5807	5°
Gases del Caribe	Colombia	3.3938	6°
Gas Natural	Colombia	3.2120	7°
Surtigas	Colombia	2.7620	8°
Alcanos	Colombia	1.6285	9°
Efigas	Colombia	1.4187	10°
Gasco	Chile	1.2527	11°
Gas Natural Ban	Argentina	0.4606	12°
Camuzzi Gas Pampeana	Argentina	-0.2138	13°
Gas Natural Cundiboyacense	Colombia	-0.7514	14°
CEG Rio (Fenosa)	Brasil	-0.9515	15°
Gasorient	Colombia	-1.0290	16°
Metrogas	Argentina	-1.8280	17°
Contugas	Perú	-1.9394	18°
Gases de la Guajira	Colombia	-2.4736	19°
Distribuidora de Gas del Centro	Argentina	-2.5029	20°
Camuzzi Gas del Sur	Argentina	-2.8137	21°
Distribuidora de Gas Cuyana	Argentina	-3.0046	22°
Litoral Gas	Argentina	-3.1572	23°
Gas Nea	Argentina	-4.6758	24°
Gasnor	Argentina	-4.7862	25°
GNSPS (Gas Natural Sao Paulo Soul - Fenosa)	Brasil	-5.2728	26°

Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

⁷⁴ En los Anexos 8 y 9 se encuentran las estimaciones por unidades (empresas) y por unidades de tiempo (años), así como los resultados del Test de Verosimilitud, el cual sirve para verificar la redundancia de los efectos fijos. Este test muestra p-valores menores al 0.05 o 5%, por lo tanto, se confirma que los efectos fijos de las empresas analizadas y el tiempo son diferentes.

CONCLUSIONES

- De los resultados obtenidos se puede afirmar que el DEA es una herramienta versátil y útil para medir la eficiencia relativa de unidades de producción, específicamente para analizar el desempeño de las empresas suministradoras de gas natural en el Perú y en otros países de la región. Por ello se ha planteado un modelo que ha pretendido recoger variables relevantes que influyen en la determinación de los costos para 26 empresas distribuidoras de gas natural y averiguar si estas responden de forma eficiente. El resultado del modelo DEA revela que el 38% del total de empresas ha sido eficiente. Adicionalmente, se ha presentado un segundo modelo empleando una metodología econométrica, cuyo objetivo fue capturar las interacciones de las variables empleadas a través de un modelo de datos de panel con efectos fijos, teniendo como resultado que sólo el 23% del total de empresas presentan un rendimiento superior al promedio.
- Respecto a la experiencia internacional destacan aspectos como las estrategias de aprovisionamiento de gas natural, las diferentes estructuras de mercado, el rol de cada Estado y la determinación de las tarifas que se resumen a continuación:
 - i. En general, la industria del gas natural en el Perú y en los países de la región ha tendido un crecimiento desigual, lo que ha llevado a evaluar alternativas y diseñar estrategias útiles para el suministro de este recurso. Países como Argentina, Brasil, Bolivia, Colombia, Perú y Venezuela se presentan como productores de gas natural. Por otro lado, países como Chile y Uruguay son importadores de este recurso en casi su totalidad, mientras que Argentina y Brasil lo son de manera parcial.
 - ii. En países como Argentina, Brasil, Colombia, Chile y Perú las estructuras de mercado de sus respectivas industrias se encuentran desintegradas

y las actividades de distribución se encuentran reguladas, caso contrario ocurre en países como Bolivia y Venezuela, cuyas estructuras de mercado se encuentran integradas, además la producción es destinada principalmente a sus respectivas industrias como a la exportación.

- iii. La participación del Estado en estos países es independiente de su estructura de mercado. El Gobierno de Colombia entrega subsidios a los usuarios de bajos recursos económicos y las empresas distribuidoras cuentan con participación local y/o municipal, además de proveer otros servicios públicos, en tanto las actividades de distribución en Bolivia y Venezuela son gestionadas directamente por el Estado y/o alguna empresa municipal o provincial. De manera que se evidencia el rol promotor, subsidiario y/o productor que ejercen indistintamente los Estados de los países analizados.
 - iv. La determinación de las tarifas de distribución de gas natural en Chile se determina libremente a excepción de una región, en donde las tarifas se encuentran reguladas y obedece a la existencia de sustitutos cercanos y a mecanismos que incentivan la competencia, por lo tanto, demuestra que es posible establecer tarifas reguladas en unas zonas y en otras no, para un mismo segmento que es la distribución. En Brasil son las agencias reguladoras estatales las que determinan las tarifas de distribución, mientras que las actividades de producción, exportación, importación, transporte y calidad se determinan por una única autoridad reguladora federal, revelando de esta forma competencias diferenciadas a nivel estatal y federal.
- Respecto al Perú, la distribución de gas natural se encuentra a cargo de las empresas Cálida y Contugas, tanto en Lima como en la región Ica, respectivamente. Las tarifas son determinadas por el Osinergmin y se basan en los costos empleando el esquema regulatorio de Empresa Modelo Eficiente.

- El Estado peruano ejerce su rol promotor en sectores de infraestructura y servicios públicos, de manera que busca a través de un marco institucional y legal la concesión de zonas de distribución de gas natural. Asimismo, el Estado promueve el uso y la masificación de este recurso energético de manera que las poblaciones alejadas y vulnerables puedan ser abastecidas y contar con este suministro, requiriendo mayores avances y despliegue de infraestructuras.
- Respecto al desempeño de las empresas peruanas distribuidoras de gas natural, que es el objetivo principal de esta investigación y según los resultados obtenidos, la hipótesis general se acepta. Asimismo, se puede afirmar que, en términos comparativos Cálidda presenta mejores niveles de eficiencia respecto a Contugas, estos resultados son independientes del área de concesión. Esto podría explicarse debido a que Cálidda es una empresa de gran envergadura y experiencia en el sector, además de tener mayor infraestructura instalada y demanda potencial. Por ejemplo, las redes de distribución de Cálidda representan en extensión el 4.40 veces más que el total de redes de Contugas, esto le permite aprovechar mayores economías de escala. Por otro lado, el total de clientes de Contugas representa sólo el 8.2% del total de clientes de Cálidda.
- En atención a lo anterior, se verifica que las metodologías empleadas para determinar los niveles de eficiencia arrojan resultados similares respecto a la posición o ubicación de cada una de estas empresas dentro del ranking elaborado. La siguiente tabla resume los resultados obtenidos:

**Tabla resumen
Metodologías de estimación**

Empresa distribuidora	Modelo 1: DEA	Modelo 2: econométrico
Cálidda	1°	2°
Contugas	16°	18°

RECOMENDACIONES

- En general, las empresas que han mostrado menores niveles de eficiencia pueden obtener mejores resultados o niveles de producción sin la necesidad de emplear mayores recursos, es decir, existe capacidad ociosa, por lo que si son más eficientes pueden obtener tasas de retorno similares a actividades con riesgo comparable.
- Si bien los objetivos del Estado peruano son la difusión y masificación del gas natural a través de mayores conexiones a numerosos usuarios, se debe evaluar aspectos que generen competencia en el mercado y competencia por el mercado, esto favorecerá la inversión, así como el desarrollo de infraestructuras que permita aprovechar economías de escala y, en consecuencia, obtener mejores niveles de eficiencia.
- Si bien el diseño de la estructura tarifaria responde a la búsqueda de eficiencia en costos por parte de las empresas prestadoras del servicio de distribución, y ante la evidencia de los resultados de la estimación que favorecen de alguna manera a las empresas peruanas, resulta necesario expandir la infraestructura para que los beneficiarios del gas natural ya no sea únicamente una proporción concentrada, sino que este recurso energético llegue a mayores usuarios con tarifas que reflejen un ahorro significativo respecto a sustitutos cercanos. De esta manera, se acorte el desigual desarrollo existente y se cumpla el objetivo de política propuesto por el Estado peruano que es la equidad.
- La decisión de importar gas natural para poder producirlo y luego distribuirlo (o solamente lo último) se presenta como una alternativa que debe ser analizada si es que se busca acelerar o difundir el uso del gas natural. Asimismo, se debe considerar las medidas que han sido empleadas por los demás países analizados y evaluar su aplicación.

BIBLIOGRAFÍA

- Arroyo, A. y Perdriel, A. (2015). Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y El Caribe. *Serie recursos naturales e infraestructura N° 169 Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)*. Recuperado de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/37629/1/S1421128_es.pdf
- Avellón, B. (2015). *La Eficiencia y la Productividad de las Comunidades Autónomas Españolas en la gestión Tributaria: Aplicación del Análisis Envolvente de Datos* (tesis doctoral). Universidad de Valladolid, Valladolid, España.
- Ayaviri, D. y Quispe, G. (2011). La medición de la eficiencia asignativa en la gestión de los gobiernos municipales de Bolivia. Caso: municipios de Potosí. *Banco Central de Bolivia*. Recuperado de: <http://www.scielo.org.bo/pdf/rp/n28/n28a07.pdf>
- Banke, R., Charnes, A. y Cooper, W. (1984). Some models for estimating technical and scale efficiencies in Data Envelopment Analysis. *Management Science*, 1078-1092.
- Bonifaz, J. y Santín, D. (2000). Eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el Perú: una aplicación del análisis envolvente de datos (DEA). *Apuntes / Centro de Investigación de La Universidad Del Pacífico: Revista de Ciencias Sociales*, vol 47, 111–138. Recuperado de <https://doi.org/10.21678/apuntes.47.499>
- Bonifaz J. y Rodríguez M. (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*. Lima, Perú: Fondo editorial de la Universidad del Pacífico.
- British Petroleum (2018). BP Statistical Review of World Energy. Recuperado de <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>

- Cáceres, L. (2002). *El Gas Natural*. Lima, Perú: Grupo S.R.L.
- Carbajal, M. y Chang, V. (2009). Informe Final del Proyecto Breve Cerrado de Investigación del Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) Medición de Productividad y Eficiencia de los Puertos Regionales del Perú: Un Enfoque No Paramétrico. Recuperado de https://www.cies.org.pe/sites/default/files/investigaciones/medicion_de_productividad_y_eficiencia_de_los_puertos_0.pdf
- Castro, R. y Sanhueza, R. (2004). Beneficios de la competencia en el transporte de gas natural: la experiencia de Chile. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico, Instituto de Investigaciones Socio - Económicas (IISEC)*, 9-48. Recuperado de <https://ideas.repec.org/a/ris/revlde/0301.html>
- Cayón, M. (2007). *Análisis Comparativo de la Eficiencia de la Empresa Pública respecto la Privada Jana y Roger* (tesis doctoral). Universidad de Autónoma de Barcelona, Barcelona, España.
- Chamochín, M. (2017). Asociación Público-Privada en Infraestructuras Energéticas: Experiencias en América Latina. Recuperado de: <http://scioteca.caf.com/handle/123456789/1225>
- Charnes A., Cooper, W. y Rhodes, E, (1978). Short communications: measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of Operational Research* 3, 338-339.
- Chávarry, C. y Pacheco, Z. (2017). *Análisis de la Eficiencia Técnica y Económica de las Empresas Públicas de Distribución Eléctrica, Perú 2006 - 2014: Un Análisis Comparativo* (tesis de maestría). Universidad del Pacífico, Lima, Perú.
- Church, J. y Ware, R. (2000). *Industrial Organization: An Strategic Approach*. United States: McGraw Hill.

- Coapaza E. (2015). *Análisis Técnico – Económico del uso del gas natural como alternativa energética en el sector residencial de la provincia de Arequipa* (tesis de grado). Universidad Nacional San Agustín de Arequipa, Arequipa, Perú.
- Comisión Nacional de Energía (2017). Anuario Estadístico de Energía 2016. Recuperado de <http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/anuariocne2016final3.pdf>
- Comisión Nacional de Energía (2018). Reporte mensual del Sector Energético. Volumen N° 46. Recuperado de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_v201811.pdf
- Córdor, J. (2014). ¿El desarrollo de los recursos de gas natural en América Latina y el Caribe podría convertirse en una fuente de energía competitiva? *Revista de la Organización Latinoamérica de Energía (OLADE)*. Recuperado de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0353.pdf>
- Cooper, W., Lawrence, S. y Kaoru, T. (2006). *Introduction to Data Envelopment Analysis and Its Uses*. Michigan, Estados Unidos: Springer.
- Cooper, W., Lawrence, S. y Kaoru, T. (2007). *Data Envelopment Analysis. A Comprehensive Text with Models, Applications, References and DEA-Solver Software*. Michigan, Estados Unidos: Springer.
- Dammert, A., Molinelli, F y Carbajal, M. (2013). *Teoría de la Regulación Económica*. Lima, Perú: Fondo editorial de la Universidad San Martín de Porres (USMP).
- Dammert, A. y García, R. (2017). *Economía de la Energía*. Lima, Perú: Fondo editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP).
- Decker, C. (2015). *Modern Economic Regulation: An Introduction to Theory and Practice*. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press.

- Enargas (2017). Informe Enargas 2017. Recuperado de <https://www.enargas.gob.ar/secciones/informes-anuales-de-balance-y-gestion/informe-anual.php?ano=informe-anual-2017>

- Ernst & Young Perú (2017). Peru's Oil and Gas Investment Guide. Guía de Negocios e Inversión en el Perú 2017/2018. Ministerio de Relaciones Exteriores (MRE), Ministerio de Energía y Minas (Minem), Perupetro y Agencia de Promoción de la Inversión en el Perú (Proinversión). Recuperado de http://www.investinperu.pe/RepositorioAPS/0/0/JER/GUIA_INVERSION/Guia_oil_gas_2017_2018.pdf

- Ernst & Young Perú (2018). Guía de Negocios e Inversión en el Perú 2018/2019. Ministerio de Relaciones Exteriores (MRE) y Agencia de Promoción de la Inversión en el Perú (Proinversión). Recuperado de https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/208665/EY_Gu%C3%ADa_de_Negocios_e_Inversi%C3%B3n_2018-2019.pdf

- Espinasa, R., Sucre, C., Gutiérrez, M. y Anaya, F. (2017). Dossier energético: Bolivia. Recuperado de: <https://publications.iadb.org/es/publicacion/dossier-energetico-bolivia>

- Espinoza, L. (2008). Las Tarifas de Distribución de Gas Natural en el Perú Marco Conceptual. *Osinergmin GN La revista del Gas Natural*, 197. Recuperado de http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/19.pdf

- Farfán, J. y Ruiz, F. (2005). *Eficiencia en instituciones microfinancieras - aplicación del DEA: Análisis Envolventes de Datos* (tesis de maestría). Universidad del Pacífico, Lima, Perú.

- Farrell, M. (1957). The Measurement of productive efficiency, *Journal of the Royal Statistical Society*, Vol. 120, 253-290. Recuperado de <https://www.jstor.org/stable/2343100>

- Fosco, C. y Saavedra, E. (2003). Mercados de Gas Natural: Análisis comparado de la experiencia internacional, ILADES – Georgetown University Working Papers, inv 150, 1-28. Recuperado de <https://ideas.repec.org/cgi-bin/refs.cgi>
- Gadano, N. (1998). Determinantes de la Inversión en el Sector Petróleo y Gas de la Argentina *Serie Reformas Económicas N° 7*. Recuperado de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/7444/S9800088_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Galetovic, A. y Sanhueza, R. (2015). La economía básica de la distribución de gas por red en Chile. Recuperado de http://www.agnchile.cl/wp-content/uploads/2017/11/Estudio-Galetovic-y-Sanhueza-enero-2015_Optimizar3.pdf
- Gallardo, J. (1999). Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación: El caso de los monopolios naturales, <http://www.pucp.edu.pe/economia/pdf/DDD164.pdf>
- García, R. (2011). La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria Transporte de gas natural - Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y Secretaria General Iberoamericana (Segib). Recuperado de <http://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/350/infraestructura-desarrollo-america-latina-diagnostico-gas.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- García, N., Calvetti, D. y Cano, M. (2018). Industria del Petróleo y Gas: Temas relevantes para 2018 - KPMG. Recuperado de <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ar/pdf/kpmg-informe-especial-industria-del-petroleo-y-gas-abril-2018.pdf>
- Geode (2014). The future role of Gas Distribution Networks Delivering Gas to Consumers. Recuperado de <http://www.geode-eu.org/uploads/Gas%20Report.pdf>

- Gönenç, R., Maher, M. y Nicoletti (2001). The Implementation and The effects of Regulatory Reform: Past Experience and Current Issues. *OECD Economic Studies* N°32. Recuperado de <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/413754754615.pdf?expires=1554761631&id=id&accname=guest&checksum=F6F1EDB2542E702F94793CCF153268C8>

- Kozulj, R. (2004). La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de integración de mercados. *Serie recursos naturales e infraestructura N° 77 Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)*. Recuperado de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6447/S2004084_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- Kozulj, R. (2005). Crisis de la industria del gas natural en Argentina. *Serie recursos naturales e infraestructura N° 88 Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)*. Recuperado de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6279/S053153_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- Kozulj, R. (2012). Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur. *Colección de documentos de proyectos Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)*. Recuperado de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3997/S2012066_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- Lasheras, M. (1999). *La Regulación Económica de los servicios públicos*. Madrid, España: Editorial Ariel.

- Liceti, J. y Guardia, G. (2006). Regulando el cambio de la matriz energética del país. La regulación del gas natural en el Perú. *Revista de Derecho: Themis. Compendio de artículos de Derecho Regulatorio*, 11-12.

- Llanos, M. (2002). Consideraciones en torno a la Regulación de Industrias de Red su aplicación al caso español. *Revista Economía Industrial N° 344-2002*,

129-136. Recuperado de <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/344/129-LLANOS.pdf>

- Maté, J. y Pérez, C. (2007). *Microeconomía Avanzada: cuestiones y ejercicios resueltos*. Madrid, España: Pearson Prentice Hall.
- Mathias, M. y Cecchi, J. (2009). *Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro*. Recuperado de www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=12212
- Ministerio de Energía y Minas (2017). *Anuario Estadístico 2017 Sector Hidrocarburos*. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=5&idPublicacion=580
- Morantes, M. (2014). *Análisis de la gestión y eficiencia en los sistemas de producción con ovinos en Castilla - La Mancha, España* (tesis doctoral). Universidad de Córdoba, Córdoba, España.
- Neuberger, L. (1977). Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems. *Bell Journal of Economics*, N° 8.
- Nicholson, W. (1997). *Teoría Microeconómica*. Madrid, España: McGraw Hill.
- Pindyck, R y Rubinfeld, D. (2009). *Microeconomía*. Madrid, España: Pearson Prentice Hall.
- Ponce, S. (2007). *Eficiencia del gasto público en educación: un análisis por departamentos* (tesis de grado). Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.
- Promigas (2016). *Informe del Sector Gas Natural en el Perú 2016 Cifras 2015*. Recuperado de http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas-Peru/Informe_del_Sector_Gas_Natural_en_Peru_2016.pdf

- Promigas (2018). Informe del Sector Gas Natural en el Perú 2018 Cifras 2017. Recuperado de http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas-Peru/ISGNPERU2018_181018_DIGITAL.pdf
- Osinergmin. (2016). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos Segundo semestre del 2014 (Número 6). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMSGN-II-2014.pdf
- Osinergmin. (2016). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural Segundo semestre del 2015 (Número 7). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMSGN-II-2015.pdf
- Osinergmin. (2016). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural Primer semestre del 2016 (Número 8). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMSGN-I-2016.pdf
- Osinergmin. (2017). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural Segundo semestre del 2016 (Número 9). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMSGN-II-2016.pdf
- Osinergmin. (2017). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural Primer semestre del 2017 (Número 10). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMSGN-I-2017.pdf
- Osinergmin. (2018). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural Segundo semestre del 2017 (Número 11). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMSGN-II-2017.pdf

- Osinergmin. (2016). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos Segundo semestre del 2014 (Número 6). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMH-II-2014.pdf
- Osinergmin. (2016). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos Segundo semestre del 2015 (Número 7). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMH-II-2015.pdf
- Osinergmin. (2017). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos Segundo semestre del 2016 (Número 9). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMH-II-2016.pdf
- Osinergmin. (2018). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos Segundo semestre del 2017 (Número 11). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMMH-II-2017.pdf
- Osinergmin. (2018). Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos (Número 12). Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/Osinergmin-RSMMH-I-2018.pdf
- Osinergmin. (2014). Anuario Estadístico 2014. Recuperado de <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2014.pdf>
- Osinergmin. (2015). Anuario Estadístico 2015. Recuperado de <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2015.pdf>
- Osinergmin. (2016). Anuario Estadístico 2016. Recuperado de <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2016.pdf>

- Osinergmin. (2017). Anuario Estadístico 2017. Recuperado de <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2017.pdf>

- Osinergmin. (2015). Gas Natural Regulación de Tarifas de Transporte y Distribución. Recuperado de [https://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/Camisea/files/19-08-14/Tarde/01.Osinergmin\(GART\)-LuisEspinoza-MiguelRevolon-RegulaciondelserviciodeTransporteyDistribuciondeGasNatural.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/Camisea/files/19-08-14/Tarde/01.Osinergmin(GART)-LuisEspinoza-MiguelRevolon-RegulaciondelserviciodeTransporteyDistribuciondeGasNatural.pdf)

- Osinergmin, (2017). *Políticas Regulatorias Aplicadas a los sectores Minería y Energía*. Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Aniversarios/Libro-Politicas-Regulatorias-aplicadas-EM.pdf

- Osinergmin. (2018). Determinación de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural aplicables a la Concesión de Lima y Callao para el Período 2018-2022. Recuperado de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2018/Informe-Tecnico-182-2018-GRT.pdf>

- Quantum. (2010). Resumen del estudio de Benchmarking Distribución de Gas Natural en América Latina. Recuperado de <http://www.quantumamerica.com/indicadoresQ/wp-content/uploads/2014/06/ResumenBench2011.pdf>

- Ríos, A. (2013). Rol del gas natural en el desarrollo económico y social de América Latina y el Caribe. *Revista de la Organización Latinoamérica de Energía (OLADE)*. Recuperado de <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Rol-gas-natural-desarrollo-ec-soc.pdf>

- Risuleo, F. (2010). Análisis de la Infraestructura de Gas Natural en la República Argentina. *Cámara Argentina de la Construcción*. Recuperado de <http://biblioteca.camarco.org.ar/libro/analisis-de-la-infraestructura-de-gas-natural-en-el-republica-argentina/>

- Rodríguez, M. y Rossi, M. (1999). Medidas de eficiencia y regulación: una ilustración del sector de distribuidoras de gas en la Argentina. *Centro de Estudios Económicos de la Regulación (CEER) Texto de Discusión N ° 14*. Recuperado de https://www.uade.edu.ar/DocsDownload/Publicaciones/4_226_1565_STD014_1999.pdf

- Sanhueza. R. (2003). *Fronteras de Eficiencia, Metodología para la Determinación del Valor Agregado de Distribución* (tesis doctoral). Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.

- Soares, A., Silva N., Pinheiro E. y Moquete S. (2017). Eficiencia técnica y de escala de la producción de sisal en el estado de Bahía (Brasil). *Apuntes: Revista de Ciencias Sociales*, 44(81), 39–65. Recuperado de <https://doi.org/10.21678/apuntes.81.805>

- Spulber, D. (1989). *Regulation and Markets*. Cambridge, United States: The MIT Press.

- Sunass (2018). Informe para la determinación de la Escala Eficiente para la determinación de los servicios de saneamiento. Recuperado de https://www.sunass.gob.pe/Publicaciones2018/info_escalaefi_92018.pdf

- Vásquez, A., Tamayo, J., Vilches, C. y Chávez, E. (2016). La Regulación del Sector Energía. Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf

- Vásquez, A., García, R. y Ruiz, E. (2013). Análisis de la Evolución e Integración de los Mercados Internacionales de Gas Natural. Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_30.pdf

- Vergara, M. (2006). Nota técnica para estimar fronteras estocásticas: una aplicación a la banca chilena. *Revista Estudios de Administración de la Escuela de Negocios Adolfo Ibáñez*, Vol 13, 47-66. Recuperado de http://estudiosdeadministracion.unegocios.cl/estudios/Collection_files/E_A_2006_Vol13_N2_Vergara.pdf



ANEXOS

Anexo 1: Comercio Internacional de Gas Natural

- Argentina

Tabla N° A1
Argentina: Importaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Bolivia	4,768,790	1,382,861	3,763,264	4,966,321
Chile	-	-	283,613	204,020
Total	4,768,790	1,382,861	4,046,876	5,170,341

Fuente: Comtrade

Tabla N° A2
Argentina: Exportaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Brasil	-	0.07	-	-
Chile	6,416.85	1,056.52	-	1,122.15
Uruguay	32,323.90	32,256.44	37,043.26	41,951.70
Total	38,740.75	33,313.02	37,043.26	43,073.85

Fuente: Comtrade

- Brasil

Tabla N° A3
Brasil: Importaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Bolivia	9,026,274.74	9,224,295.22	8,112,650.56	6,388,804.29
Reino Unido	-	0.27	0.34	0.85
Estados Unidos	0.51	48,513.94	-	0.01
España	27,095.55	-	-	-
Holanda	-	32,048.23	-	-
Nigeria	-	42,409.59	-	-
Trinidad y Tobago	22,738.68	-	-	-
Total	9,076,109.47	9,347,267.25	8,112,650.90	6,388,805.14

Fuente: Comtrade

Tabla N° A4
Brasil: Exportaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Suiza	-	-	0.05	-

Fuente: Comtrade

- **Bolivia**

Tabla N° A5
Bolivia: Importaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Estados Unidos	-	-	0.12	-

Fuente: Comtrade

Tabla N° A6
Bolivia: Exportaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Brasil	8,981,850	8,812,864	7,815,523	6,616,912
Argentina	4,432,754	4,406,413	4,230,274	4,844,613
Otros	15,654	15,201	5,684	-
Total	13,430,258	13,234,478	12,051,481	11,461,525

Fuente: Comtrade

- **Colombia**

Tabla N° A7
Colombia: Importaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
China	-	5.62	-	2.22
México	-	-	0.02	-
Reino Unido	-	-	0.001	-
Estados Unidos	4.11	0.55	0.40	-
Total	4.11	6.18	0.42	2.22

Fuente: Comtrade

Tabla N° A8
Colombia: Exportaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Estados Unidos	-	-	-	0.37
Venezuela	1,179,136.78	512,387.64	-	-
Total	1,179,136.78	512,387.64	-	0.37

Fuente: Comtrade

- Chile

Tabla N° A9
Chile: Importaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Argentina	5,105.03	1,697.89	-	6,050.40
Angola	-	-	-	1,247.90
Estados Unidos	5.95	-	-	1.54
Total	5,110.98	1,697.89	-	7,299.84

Fuente: Comtrade

Tabla N° A10
Chile: Exportaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Argentina	-	-	275,114	210,604

Fuente: Comtrade

- Uruguay

Tabla N° A11
Uruguay: Importaciones de gas natural

Países	2014	2015	2016	2017
Argentina	32,399	30,650	39,664	42,506

Fuente: Comtrade

Anexo 2: Comercio Internacional de Gas Natural Licuado (GNL)

- Argentina

Tabla N° A12
Argentina: Importaciones de GNL

Países	2014	2015	2016	2017
Catar	1,086,714	344,646	760,951	1,378,226
Guinea Ecuatorial	-	116,703	53,552	517,382
Trinidad y Tobago	2,201,940	1,861,452	1,024,932	504,753
Nigeria	622,993	800,117	588,004	366,852
Estados Unidos	-	-	369,244	324,679
Argelia	64,630	-	165,921	62,310
Guinea	-	-	-	41,842
Perú	-	-	-	38,654
Angola	-	-	36,775	23,365
Australia	-	-	72,747	-
Bélgica	-	-	61,450	-
España	88,906	59,567	-	-
Francia	-	36,941	-	-
Holanda	77,404	106,501	-	-
Noruega	123,526	493,620	322,181	-
Portugal	-	93,202	-	-
Reino Unido	-	-	58,135	-
Total	4,266,113	3,912,749	3,513,892	3,258,062

Fuente: Comtrade

Tabla N° A13
Argentina: Exportaciones de GNL

Países	2014	2015	2016	2017
Estados Unidos	0.01	0.01	-	-

Fuente: Comtrade

- **Brasil**

Tabla N° A14
Brasil: Importaciones de GNL

Países	2014	2015	2016	2017
Nigeria	1,129,472	1,575,731	769,025	565,487
Angola	65,380	-	-	337,477
Estados Unidos	53,481	70,386	277,737	279,387
Catar	172,920	1,097,043	624,526	122,658
Francia	-	96,133	-	63,732
Trinidad y Tobago	1,055,270	1,317,975	199,784	58,844
Argelia	-	63,666	-	-
Australia	-	-	0	-
Bélgica	67,646	59,355	59,762	-
Emiratos Árabes Unidos	61,703	49,469	-	-
España	341,400	280,067	-	-
Guinea Ecuatorial	346,184	131,377	123,362	-
Holanda	67,899	67,345	-	-
Noruega	552,293	685,986	192,660	-
Portugal	163,959	186,934	-	-
Reino Unido	-	66,237	56,124	-
Total	4,077,608	5,747,704	2,302,981	1,427,584

Fuente: Comtrade

Tabla N° A15
Brasil: Exportaciones de GNL

Países	2014	2015	2016	2017
India	-	-	-	66,542
Portugal	-	-	-	59,968
Argentina	63,754	-	289,073	39,156
Grecia	-	-	-	2,065
China	-	-	5,912	-
Japón	-	-	4,539	-
México	-	-	67,603	-
Trinidad y Tobago	-	-	1,572	-
Nigeria	-	1,368	-	-
Estados Unidos	1,503	-	-	-
Total	65,258	1,368	368,699	167,730

Fuente: Comtrade

- Colombia

Tabla N° A16
Colombia: Importaciones de GNL

Países	2014	2015	2016	2017
Suiza	-	-	-	38,943
Japón	-	-	55,153	-
Estados Unidos	-	0.004	-	-
Total	-	0.004	55,153	38,943

Fuente: Comtrade

- Chile

Tabla N° A17
Chile: Importaciones de GNL

Países	2014	2015	2016	2017
Trinidad y Tobago	2,416,236	2,471,381	2,389,216	2,558,328
Estados Unidos	55,512	-	556,848	476,219
Guinea Ecuatorial	57,807	127,240	60,460	55,787
Catar	55,794	-	61,203	46,264
Francia	-	-	63,707	-
Noruega	35,888	76,470	130,242	-
Total	2,621,236	2,675,091	3,261,676	3,136,598

Fuente: Comtrade

- Perú

Tabla N° A18
Perú: Exportaciones de GNL

Países	2014	2015	2016	2017
España	1,121,965	700,538	1,463,989	2,793,526
México	2,902,148	2,464,764	2,035,104	426,692
Japón	76,817	154,376	129,485	361,455
Corea del Sur	-	50,304	225,800	258,950
Francia	60,608	211,295	125,206	137,467
China	-	-	263,156	72,889
Reino Unido	-	-	-	61,147
Argentina	-	-	-	42,222
Estados Unidos	0.03	0.04	-	0.07
Alemania	-	-	0.03	-
Italia	-	-	67,527	-
India	-	65,393	64,827	-
Total	4,161,538.53	3,646,669.84	4,375,093.83	4,154,347.77

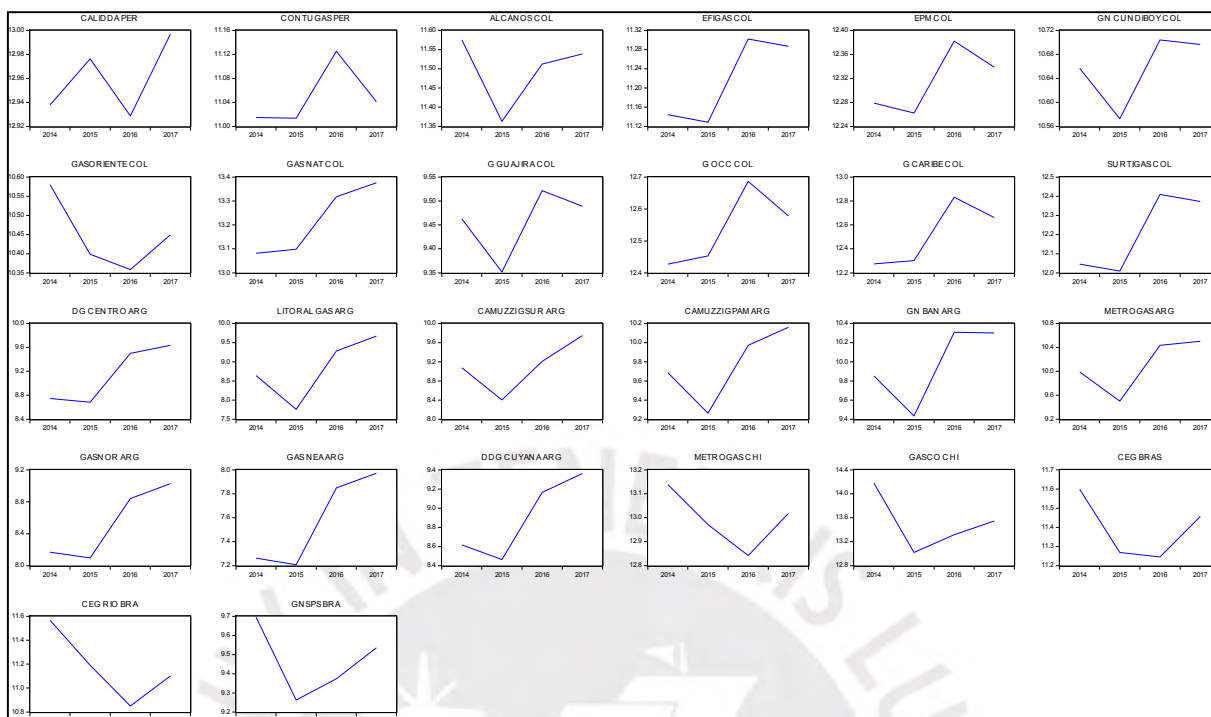
Fuente: Comtrade

Anexo 3: Lista de empresas investigadas

N°	Empresa	País	Modelo
1	Cálidda	Peru	CALIDDA PER
2	Contugas	Peru	CONTUGAS PER
3	Alcanos	Colombia	ALCANOS COL
4	Efigas	Colombia	EFIGAS COL
5	Empresas Públicas de Medellín (EPM)	Colombia	EPM COL
6	Gas Natural Cundiboyacense	Colombia	GN CUNDIBOY COL
7	Gasorient	Colombia	GASORIENTE COL
8	Gas Natural	Colombia	GAS NAT COL
9	Gases de la Guajira	Colombia	G GUAJIRA
10	Gases de Occidente	Colombia	G OCC COL
11	Gases del Caribe	Colombia	G CARIBE COL
12	Surtigas	Colombia	SURTIGAS COL
13	Distribuidora de Gas del Centro	Argentina	DG CENTRO ARG
14	Litoral Gas	Argentina	LITORAL GAS ARG
15	Camuzzi Gas del Sur	Argentina	CAMUZZI GSUR ARG
16	Camuzzi Gas Pampeana	Argentina	CAMUZZI GPAM ARG
17	Gas Natural Ban	Argentina	GN BAN ARG
18	Metrogas	Argentina	METROGAS ARG
19	Gasnor	Argentina	GASNOR ARG
20	Gas Nea	Argentina	GAS NEA ARG
21	Distribuidora de Gas Cuyana	Argentina	DDG CUYANA ARG
22	Metrogas Chile	Chile	METROGAS CHI
23	Gasco	Chile	GASCO CHI
24	CEG (Fenosa)	Brasil	CEG BRAS
25	CEG Rio (Fenosa)	Brasil	CEG RIO BRA
26	GNSPS (Gas Natural Sao Paulo Soul - Fenosa)	Brasil	GNSPS BRA

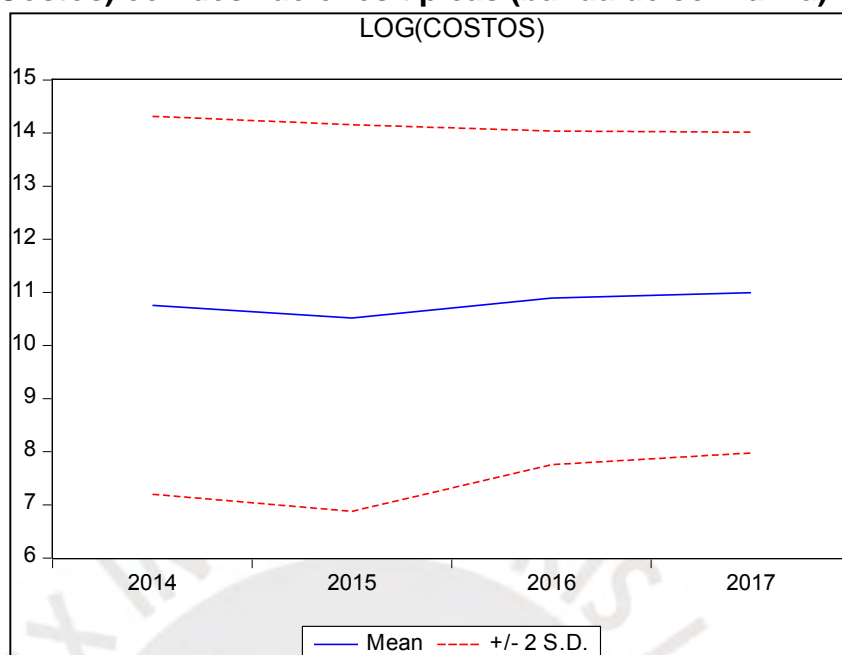
Fuente: Empresas investigadas

Anexo 4: Evolución de los costos de las empresas investigadas



Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

Anexo 5: Evolución de las medias de la variable dependiente Log(Costos) con desviaciones típicas (banda de confianza) de +/- 2



Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

Anexo 6: Test de igualdad de medias de la variable dependiente Log(Costos)

Method	df	Value	Probability
Anova F-test	(4, 99)	141.6471	0.0000

Source of Variation	df	Sum of Sq.	Mean Sq.
Between	4	4.16E+12	1.04E+12
Within	99	7.28E+11	7.35E+09
Total	103	4.89E+12	4.75E+10

LOG(COST...)	Count	Mean	Std. Dev.	Std. Err. of Mean
[6, 8)	5	2112.813	692.2839	309.5988
[8, 10)	34	11324.22	4898.136	840.0234
[10, 12)	33	62511.83	26036.02	4532.290
[12, 14)	31	369638.8	153305.2	27534.42
[14, 16)	1	1435779.	NA	NA
All	104	147625.6	217922.0	21369.01

Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

Anexo 7: Test de igualdad de varianzas de la variable dependiente Log(Costos)

Test for Equality of Variances of COSTOS			
Categorized by values of LOG(COSTOS)			
Sample: 2014 2017			
Included observations: 104			
Method	df	Value	Probability
Bartlett	4	261.5587	0.0000
Levene	(4, 99)	34.39940	0.0000
Brown-Forsythe	(4, 99)	34.10120	0.0000

Category Statistics				
LOG(COST...	Count	Std. Dev.	Mean Abs. Mean Diff.	Mean Abs. Median Diff.
[6, 8)	5	692.2839	580.1070	536.6692
[8, 10)	34	4898.136	3915.756	3904.374
[10, 12)	33	26036.02	22002.04	21998.34
[12, 14)	31	153305.2	126894.0	126770.0
[14, 16)	1	NA	0.000000	0.000000
All	104	217922.0	46113.64	46069.70

Bartlett weighted standard deviation: 85726.84

Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

Anexo 8: Estimación de los efectos fijos por empresas

EMPRESA	Effect
1 CALIDDA PER	4.533968
2 CONTUGAS PER	-1.939420
3 ALCANOS COL	1.628477
4 EFIGAS COL	1.418732
5 EPM COL	5.615411
6 GN CUNDIBOY COL	-0.751419
7 GASORIENTE COL	-1.028957
8 GAS NAT COL	3.212047
9 G GUAJIRA COL	-2.473612
10 G OCC COL	3.691850
11 G CARIBE COL	3.393810
12 SURTIGAS COL	2.761950
13 DG CENTRO ARG	-2.502889
14 LITORAL GAS ARG	-3.157185
15 CAMUZZI GSUR ARG	-2.813701
16 CAMUZZI GPAM ARG	-0.213833
17 GN BAN ARG	0.460582
18 METROGAS ARG	-1.828038
19 GASNOR ARG	-4.786159
20 GAS NEA ARG	-4.675770
21 DDG CUYANA ARG	-3.004601
22 METROGAS CHI	3.849676
23 GASCO CHI	1.252660
24 CEG BRAS	3.580723
25 CEG RIO BRA	-0.951541
26 GNSPS BRA	-5.272760

Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

Anexo 9: Estimación de los efectos fijos por unidades de tiempo (años)

	DATEID	Effect
1	2014-01-01	-0.051503
2	2015-01-01	-0.350821
3	2016-01-01	0.101093
4	2017-01-01	0.301231

Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas

Anexo 10: Test de contraste de efectos fijos redundantes

Redundant Fixed Effects Tests			
Equation: Untitled			
Test cross-section and period fixed effects			
Effects Test	Statistic	d.f.	Prob.
Cross-section F	85.035093	(25,70)	0.0000
Cross-section Chi-square	358.367537	25	0.0000
Period F	28.789301	(3,70)	0.0000
Period Chi-square	83.586500	3	0.0000
Cross-Section/Period F	77.961220	(28,70)	0.0000
Cross-Section/Period Chi-square	361.034398	28	0.0000

Fuente: Elaboración propia en Eviews 9 con datos de las empresas investigadas