



**FACTIBILIDAD ECONOMICA DE LA CONSTRUCCION
DE UN GASODUCTO ARGENTINA-BRASIL**

TESIS FINAL

Maestría en Dirección de Empresas (MBA)

AUTOR: Etel Juarez

TUTOR: Vanesa Welsh

Abril 2020

Para vos MAMI, por tu constante e incommensurable apoyo. Nuestro sueño hecho realidad. TE QUIERO MUCHO!

Etel

RESUMEN

La presente investigación tuvo como objetivo analizar las condiciones técnicas y de mercado para la exportación de gas a Brasil por parte de Argentina, y para ello se identificaron las posibilidades técnicas de que en Argentina se encuentren nuevos yacimientos de gas natural, además de determinar las características de Brasil como mercado objetivo y estudiar los posibles costos de construcción de un gasoducto Argentina Brasil y las posibilidades de recuperación de la inversión.

De dicho estudio se llegó a la conclusión de que la construcción de un gasoducto para exportación de gas natural a Brasil desde Argentina es poco sustentable debido principalmente al alto consumo doméstico del lado argentino y la necesidad de un elevado financiamiento en un escenario donde los precios del gas tienden a ser fluctuantes a la baja y existe el auge de fuentes alternativas energéticas.

Metodológicamente el trabajo fue desarrollado bajo los criterios de una investigación de diseño bibliográfico o documental, por lo que se revisaron diversos textos referentes al comportamiento del mercado internacional del gas, especialmente aquellos que describen la participación de Argentina y Brasil, así como las bases de datos que reflejan tanto los datos históricos como proyecciones de la demanda y consumo de gas natural.

PALABRAS CLAVE: Gas Natural, Argentina, Brasil, Gasoducto

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	5
Preguntas de investigación	7
Objetivos.....	7
Objetivo General.....	7
Objetivos Específicos	7
MARCO TEÓRICO	9
CAPÍTULO 1. EL GAS NATURAL EN ARGENTINA	9
1.1. Evolución de la producción en las últimas décadas.....	9
1.2. Rol de Argentina en el mercado internacional del gas	15
CAPÍTULO 2. EL GAS NATURAL EN BRASIL.....	28
2.1. Panorama del sector gasífero en Brasil.....	28
2.2. Abastecimiento de gas natural ¿Recursos propios, Bolivia o Argentina?.....	36
2.3. Tendencias de la política petrolera y gasífera en Brasil.....	45
CAPÍTULO 3. GASODUCTO ARGENTINA - BRASIL.....	54
3.1. Factibilidad económica.....	54
3.2. Perspectivas.....	62
CONCLUSIÓN	65
Bibliografía	69

INTRODUCCIÓN

El consumo energético per cápita en el mundo va en creciente aumento y aunque los ojos de los ambientalistas generalmente están puestos sobre las economías avanzadas, pidiéndoles que reduzcan las emisiones para evitar que se siga contaminando la tierra y produciéndose, entre otras cosas, el llamado efecto invernadero, el caso es que se ha comprobado que son algunos países en vías de desarrollo quienes lideran este creciente consumo.

Una evidencia de las consecuencias del impacto que tienen algunas acciones de determinados países sobre el resto de la comunidad internacional dentro de un mundo globalizado, y que son comparables con el efecto dominó en la dinámica del mercado energético, puede apreciarse en la actualidad con el crecimiento acelerado que han tenido los brotes de coronavirus en países como España e Italia, luego de que se produjeran los primeros casos en China.

La principal razón de esta mayor demanda de recursos energéticos estaría más vinculada a un problema de eficiencia que a las necesidades reales en sí, tal como señalan Gil, Givogri y Codesiera (2015), y una clara evidencia de esto es el comportamiento que han tenido dos de las principales economías latinoamericanas en las últimas décadas, Argentina y Brasil.

En el caso específico de Argentina, el país desde que comenzó a emplear Gas natural comprimido (GNC) en 1984 ha registrado un consumo creciente hasta la actualidad, reportando una situación preocupante en cuanto a la necesidad de estrategias y propuestas urgentes para enfrentar la posible crisis energética que representa un elevado consumo junto a una baja producción.

Se trata de una situación donde podría estar vinculado el factor cultural y los efectos de políticas de mercado y energéticas que tuvieron vigencia en algún momento, esto tomando en cuenta que para 1970 en Argentina dependía del petróleo en un 62% y del gas en un 15%; mientras que actualmente, y luego de una intensa promoción del gas natural, dicho recurso ahora constituye la principal fuente de energía primaria empleada. (Gil, Givogri y

Codesiera, 2015).

No obstante, según los citados autores, este patrón de consumo en la que prevalece la preferencia por el gas no sería un problema si no fuera porque la producción ha disminuido drásticamente al agotarse algunos yacimientos y no se han explorado y explotados nuevos depósitos. Se trata de circunstancias que han llevado a recurrir a las importaciones, porque en un caso hipotético de que no se importara gas, sino que se utilizaran las reservas comprobadas para autoabastecer la demanda, éstas solo alcanzarían para unos 7,5 años aproximadamente.

Un escenario más preocupante frente a esta tendencia de consumo de gas natural en Argentina obedece al hecho de que el consumo eléctrico se ha duplicado durante períodos de 15 años, aun cuando el crecimiento económico promedio en las tres últimas décadas fue de 1,6%, lo que resulta inferior al crecimiento vegetativo, alcanzando éste un 1,9%.

En consecuencia, Argentina se debate ante tres opciones: 1. Seguir manteniendo la política de regulación y subvención de precios a usuarios residenciales, con las consecuencias negativas que implica esto para la economía del país y expectativas de desarrollo; 2. Apostar por energías no convencionales, aunque esto implica un camino largo y poco seguro; y 3. Realizar un esfuerzo en la exploración y explotación de nuevos yacimientos gasíferos teniendo en mente la exportación hacia mercados adyacentes, principalmente Brasil.

El motivo de apuntar hacia Brasil como mercado objetivo para el gas argentino se debe al hecho de que el país carioca también enfrenta una tendencia alcista de consumo. Pero existe una diferencia puntual respecto a Argentina y es que Brasil ha asumido abiertamente una política de importaciones para mantener su estructura industrial. De hecho, en el 2000 se empezó a implementar el Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), con el cual se estimuló el uso de gas natural con fines de generar electricidad y estimular el consumo en el resto de los segmentos.

Sin embargo, la construcción de un gasoducto con el cual se pueda abastecer la demanda

brasileña de gas natural pasa por la consideración de una serie de factores, por ejemplo la viabilidad técnica y la viabilidad económica, aspectos que serían atendidos en el presente estudio.

Preguntas de investigación

Específicamente, se pretende buscar respuesta a la siguiente interrogante principal:

¿Cuáles son las condiciones técnicas y de mercado para la exportación de gas a Brasil por parte de Argentina?

En este sentido, se procuraría llegar a la respuesta a la anterior interrogante a través del planteamiento de otras inquietudes, tales como

¿Cuáles son las posibilidades técnicas de que en Argentina se encuentren nuevos yacimientos de gas natural?

¿Cuáles son las características de Brasil como mercado objetivo?

¿Cuáles son los posibles costos que acarrearía la construcción de un gasoducto Argentina Brasil y si serían recuperables?

Objetivos

Objetivo General

Analizar las condiciones técnicas y de mercado para la exportación de gas a Brasil por parte de Argentina

Objetivos Específicos

- Identificar las posibilidades técnicas de que en Argentina se encuentren nuevos yacimientos de gas natural.
- Determinar las características de Brasil como mercado objetivo
- Estudiar los posibles costos de construcción de un gasoducto Argentina Brasil y las posibilidades de recuperación de la inversión

Metodológicamente el trabajo será desarrollado bajo los criterios de una investigación de

diseño bibliográfico o documental, definida por Sánchez Pantaleón (2007) como aquella que “se apoya en la recopilación de antecedentes cuyas fuentes de consulta suelen ser bibliográficas, iconográficas, fonográficas y algunos medios magnéticos” (p. 58), considerándose en este caso como fuentes de información los textos referentes al comportamiento del mercado internacional del gas, especialmente aquellos que describen la participación de Argentina y Brasil, así como las bases de datos que reflejan tanto los datos históricos como proyecciones de la demanda y consumo de gas natural.

Este trabajo se encuentra estructurado en tres capítulos. En el primer capítulo se describe la realidad actual de la producción gasífera en Argentina, resaltando la forma como esta ha venido evolucionando y las acciones que actualmente se llevan a cabo como parte de las políticas públicas en materia de energía. El segundo capítulo comprende la descripción de las características del mercado del gas en Brasil, detallando los volúmenes de producción y consumo, especialmente en cuanto a sus tendencias. En el tercer y último capítulo con base en los datos que se encuentran en los capítulos 1 y 2 se analiza la factibilidad de que Argentina se convierta en exportador de gas nuevamente con la construcción de un gasoducto hacia Brasil.

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO 1. EL GAS NATURAL EN ARGENTINA

En este apartado se describe como ha sido la evolución de la producción y consumo de gas en Argentina en los últimos años y cómo ha sido su participación en el mercado energético, describiendo en este contexto las acciones que caracterizan las políticas públicas en la materia.

1.1. Evolución de la producción en las últimas décadas

El uso de combustibles fósiles ha experimentado un sostenido incremento desde los inicios de la revolución industrial. En un principio sería el carbón mineral, luego correspondería al petróleo y ahora de manera más reciente al gas natural, una situación o tendencia a la que se ha unido Argentina y que se espera se mantenga al menos durante la próxima década.

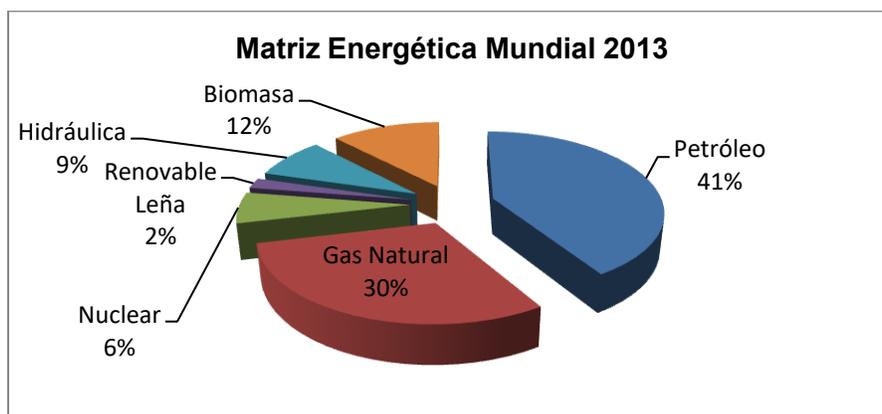
Respecto al consumo energético per cápita, según proyecciones del Departamento de Energía de los EEUU (2017), se espera que el mismo se incremente en los próximos 20 años a una tasa de 2,5% mayor que la tasa de crecimiento de 1%. Por otro lado, se asume que en los países en vías de desarrollo las demandas energéticas serán mayores que en los países desarrollados, lo que se explica con el aumento en la eficiencia energética en el caso de estos últimos.

En Argentina el GNC se comenzó a emplear por el año 1984 y desde entonces ha tenido un crecimiento constante a lo largo de estas cuatro décadas. Evidencia de ello es que actualmente Argentina es el país de América Latina que cuenta con la mayor flota de vehículos impulsados con GNC. De acuerdo con Gil (2006), este auge no ha sido del todo equilibrado puesto que ha variado profundamente en los últimos años.

Siguiendo lo expuesto por el autor, “el consumo de GNC no tiene una dependencia con la temperatura, aunque sí tiene una cierta estacionalidad.” (Gil, 2006, p. 13) en el sentido de

que opera una disminución en los niveles de consumo durante los meses de enero y febrero, siendo de -15% y -10%, respectivamente. Esta reducción durante los meses de verano posiblemente se encuentre asociada a una sensible disminución de las actividades económicas debido al período vacacional, lo que se traduce también a la movilización de algunos vehículos hasta zonas que no disponen de fuentes de abastecimiento de GNC. De allí que el comportamiento de consumo de gas natural en Argentina en las últimas décadas corresponda a un proceso cultural y por ende está propenso a la repetición en futuras décadas.

Es clara la dependencia de la matriz energética argentina de los combustibles fósiles, por cuanto el 90% de la energía producida y consumida corresponde a los mismos. Se trata de un escenario donde el gas natural representa la fuente de mayor auge; evidencia de ello es que en 1970 la dependencia era de aproximadamente 62% respecto al petróleo y apenas un 15% correspondía al gas, mientras que en la actualidad el escenario es diferente porque el gas natural constituye ahora la principal fuente, ubicándose en 48% en comparación con 42% del petróleo, lo que equivalía para el 2002 a doce y nueve años de reserva, respectivamente.



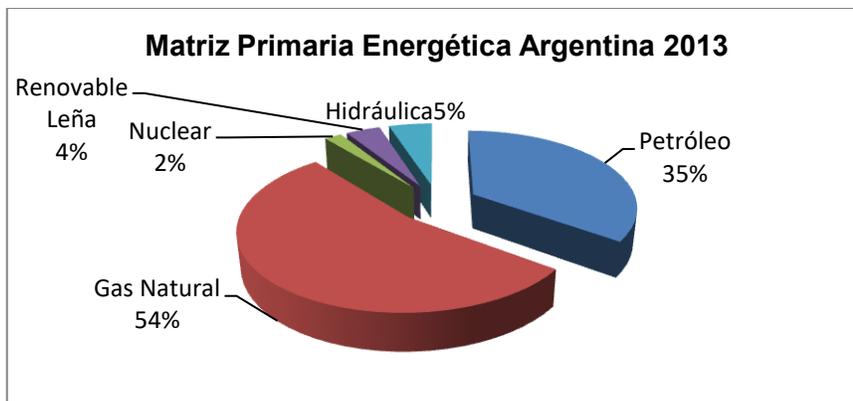
Fuente: Elaboración propia basada en datos de Gil, Girogri y Codesiera (2015)

Esto explicaría porque Argentina es uno de los países de la región que debe recurrir a importaciones, tal como señala Di Sbroiavacca (2019):

“Si bien a nivel regional se observa un equilibrio entre la oferta y la demanda de gas natural y un elevado horizonte para la relación R/P, varios países de la región tienen faltantes de gas por lo que deben recurrir a importaciones. Tal es el caso de Argentina, Brasil, Chile, Uruguay.” (p. 8)

El gas constituye una fuente primaria de energía que no resulta muy abundante en el caso de Argentina, esto considerando que en el 2009 las reservas fueron ubicadas en alrededor de 378.862 MMm³, que aparte de constituir el máximo histórico en el país, resultaron la mitad de los 777.609 MMm³ que fueron determinadas como reservas comprobadas en el 2000; es decir, lejos de aumentar la capacidad de reserva mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos, contrariamente se ha producido una disminución de dichas reservas debido al consumo. En palabras de Gil (2006):

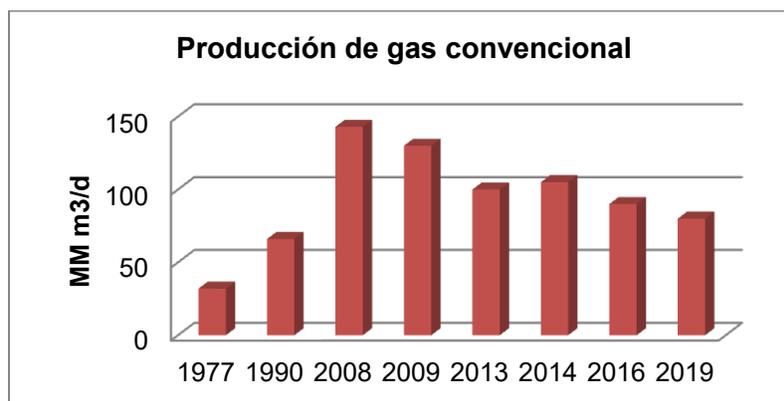
“En estos diez años, las reservas disminuyeron el equivalente a 100 meses de producción (tomando como parámetro la del último año); esto pone en evidencia que los nuevos descubrimientos no han podido equilibrarse con el ritmo de producción, lo que continúa disminuyendo vertiginosamente el horizonte de reservas de gas natural en un país cuya matriz de energía primaria depende aproximadamente en un 52% de esta fuente.” (p. 18)



Fuente: Elaboración propia basada en datos de Gil, Givogri y Codesiera (2015)

Específicamente, desde el 2004 la producción de gas natural en Argentina viene experimentando una disminución paulatina y que en 2009 alcanzó la cantidad de algo más de 48 millones de metros cúbicos, lo que se deduce como una producción insuficiente para el sostenimiento de la demanda.

Al finalizar la primera década del siglo XXI la producción de gas natural en Argentina se ubicó en el valor antes señalado a través de la exploración de 484 pozos, cantidad que se redujo a más de la mitad si se toma en cuenta que para la década de los 90 la cantidad de pozos era de 989, o sea, en una década se cerró la mitad de los pozos terminados.



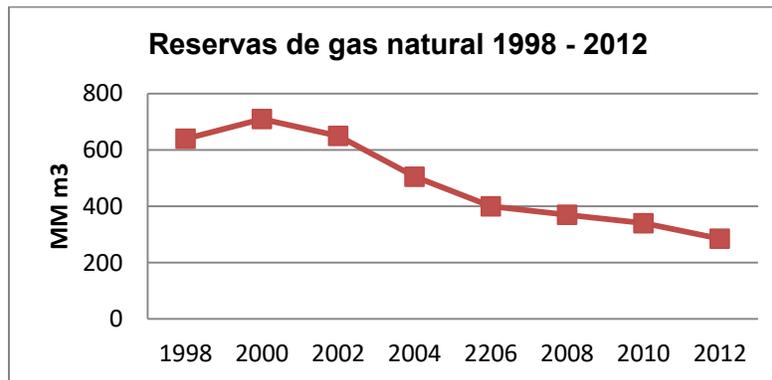
Fuente: Elaboración propia basada en datos de Secretaría de Gobierno de Energía (2009)

En consecuencia, desde una retrospectiva puede notarse que la producción argentina de gas natural es insuficiente para mantener el consumo, y en este sentido Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" (2010) ha señalado que en un caso hipotético de que el volumen de gas natural producido en Argentina fuera equivalente a su producción, es decir, "si la producción fuera capaz de autoabastecer a la demanda sin recurrir a importaciones de gas de Bolivia y de GNL, las reservas comprobadas a 2009 alcanzarían para 7,5 años de abastecimiento." (p. 25)

No obstante, con el propósito de aminorar el escenario descrito, en la década siguiente se inició una campaña de regasificación con base en la inyección de 1440 millones de metros

cúbicos de Gas natural licuado (GNL) importado al sistema. En aquel entonces, ante el elevado consumo y la baja producción, se vaticinó que las reservas comprobadas de gas natural disminuirían progresivamente que se traduciría en una situación inquietante.

Siguiendo con lo ocurrido en el período 2000-2010 vale señalar que en el mismo se produjo la más severa disminución de reservas comprobadas de gas. Específicamente, el desplome de las reservas en las Cuencas Noroeste, Neuquina y Austral se tradujo a una disminución de 16% de reservas en el lapso comprendido entre 2005 y 2009, que luego alcanzaría un 14% de reducción al considerarse el 2% correspondiente al Golfo San Jorge.

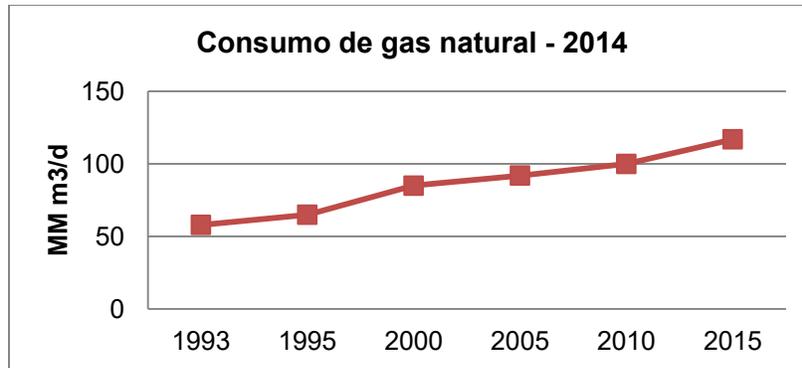


Fuente: Elaboración propia basada en datos de Gil, Givogri y Codesiera (2015)

En este sentido, vale señalar que:

“El factor más importante que ha atenuado la sostenida disminución en las reservas comprobadas de petróleo ha sido la incorporación de una cantidad considerable de reservas en Golfo San Jorge, cuenca que representa en 2009 el 61% de las reservas de petróleo del país. Esta incorporación ha aumentado las reservas totales en 18,7%, lo que atenúa el efecto de la caída de las demás cuencas, que en conjunto hubieran afectado las reservas en un -4,6%, resultando en un aumento global del 14% entre 2005 y 2009.” (Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”, 2010, p. 40).

Para el 2007 la oferta de gas natural en Argentina alcanzó la cifra de 128 millones de m³ por día y que, según Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” (2010), de acuerdo al patrón de consumo para el 2030 el consumo será el doble de esta cifra. En otras palabras, se espera que el consumo de gas natural se duplique para las próximas décadas.



Fuente: Elaboración propia basada en datos de Gil, Givogri y Codesiera (2015)

Con excepción de una disminución que se produjo en el consumo debido a la crisis financiera en el 2008, a una estación invernal menos rigurosa y a la sustitución de combustibles al momento de generar electricidad, la demanda de gas natural en Argentina se ha incrementado a partir del año 2002.

La reducción del nivel de reservas comprobadas de gas natural se ve impulsada por el aumento sostenido de la demanda desde el 2002, alcanzándose record históricos en la demanda de gas natural y fluido eléctrico, alcanzando un 4% de incremento en el 2010 en comparación con el 2009.

Un escenario más preocupante frente a esta tendencia de consumo de gas natural en Argentina es el hecho de que el consumo eléctrico se ha duplicado durante períodos de 15 años, aun cuando el crecimiento promedio en las tres últimas décadas fue de 1,6%, lo que resulta inferior al crecimiento vegetativo, alcanzando éste un 1,9%.

Para satisfacer la demanda se ha complementado la producción nacional con gas natural

importado desde Bolivia y un proceso regasificador de gas natural en el puerto de Bahía Blanca a partir del 2008; sin embargo, no se ha podido evitar que haya crecientes restricciones de gas a la industria, así como para la generación de electricidad.

Ante este escenario la propuesta implementada ha sido la denominada Gas Plus asociada a la inversión explorativa, con la que se pretende regularizar el precio del gas a boca de pozo para un nuevo yacimiento. Con dicha estrategia se espera frenar la disminución en las reservas de gas natural debido al constante crecimiento de la demanda

En este contexto de declinación en las reservas de gas natural sumado a una demanda en crecimiento, la disminución en el horizonte de reservas continuará agravándose en tanto no se materialicen con resultados favorables las inversiones en exploración prometidas en el marco del “Gas Plus”, que regulariza el precio en boca de pozo para los nuevos yacimientos.

Al parecer dicha estrategia estaría propiciando resultados parciales, esto si se considera que para el 2008, de acuerdo con datos de la Secretaría de Energía (2009), las reservas se encontraban en 398.213 Mm³, siendo estas menores en 0,6% en comparación con el 2008 pero en 16% en relación al 2000. Evidencia de esto además son los datos que ofrece la CEPAL (2017) de unas reservas probadas de 350.484 Mm³ para el 2016, por lo que la disminución porcentual disminuyó aún más.

Sin embargo, aun cuando logren mantenerse las reservas comprobadas, mientras prevalezca un alto consumo y unos bajos niveles de producción resulta un tanto irrisorio considerar que pueda destinarse a la exportación parte del gas natural que actualmente se produce.

1.2. Rol de Argentina en el mercado internacional del gas

En el mercado internacional del gas la participación que ha tenido Argentina ha sido variable. En esencia, se ha comportado durante algunos años como un país consumidor y

con niveles de consumo similares a otros países en vías de desarrollo, es decir, un consumo que no resulta considerable en comparación con los llamados países del primer mundo.

Respecto a este nivel consumo de gas y la comparación que normalmente se realiza para determinar si un país es productor o consumidor, vale decir que las Naciones Unidas cuenta con un índice donde se establece una relación entre la calidad de vida y el consumo energético de país, y aunque se ha comprobado que no se trata de una relación lineal dicho índice ha servido para catalogar a un país como consumidor o productor.

Este índice denominado Índice de Desarrollo Humano IDH aparte de cotejar el consumo energético con variables como la esperanza de vida, nivel educativo, nivel de ingresos, entre otros, toma en consideración la cantidad de gas que se produce en el país, así como la que se consume, lo que en cierta forma se traduce a determinar si requiere exportar gas para mantener dicho consumo energético.

Aunque no se trata de una regla universal, por cuanto cada país posee características únicas que hacen específica su situación, las Naciones Unidas ha determinado un consumo de 110 mil BTU per cápita anual como adecuado para una óptima calidad de vida en la población, lo que representa 2980 metros cúbicos de gas natural al año o en energía eléctrica a 3.2 kilovatios.

En este contexto, aunque este índice ha sido criticado alegando que no solamente a través de un determinado consumo de gas o de otros recursos puede lograrse un excelente nivel de vida o desarrollo humano en realidad estos indicadores ofrecen una idea aproximada de como es el comportamiento de un país dentro del mercado internacional del gas u otros recursos como petróleo. En el caso específico de Argentina, de acuerdo con Gil, Givogri y Codesiera (2015), tiene un consumo per cápita de 68 mil BTU anual, lo que equivale a 2,8 kW.

Desde los inicios de la actual década se generó una alta preocupación sobre el mercado internacional de combustibles fósiles, especialmente en cuanto al agotamiento de recursos

energéticos como el gas porque no priva solamente la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en los yacimientos, sino además la inversión que será necesaria para extraer dicho recurso.

No obstante, en los últimos años se han producido avances tecnológicos en materia de extracción de hidrocarburos en forma gaseosa, lo que ha llevado a pensar en un reacomodo de los países dentro del mercado mundial del gas. En líneas generales, según Kozulj (2005), estos avances han generado un paradigma energético emergente en el sentido de que ya no se considera esencialmente necesaria la inversión para ampliar la capacidad de transporte de gas desde los centros de producción hasta los núcleos de consumo.

Un ejemplo de esta tendencia es Estados Unidos, un país que tiene un alto consumo de gas per cápita y que por ello ha sido catalogado años desde años atrás como un país consumidor dentro del mercado mundial de gas; sin embargo, el llamado Shale gas, una novedosa técnica de extracción de gas, le ha permitido ampliar su capacidad de producción gasífera, al punto que de proyectar en el 2007 la importación de 20 billones de gas cúbico de gas natural o GNL, en la actualidad destina ubicar esta misma cantidad dentro del mercado internacional, es decir, pasó de ser un país consumidor a un país productor.

De allí que el orden del mercado mundial de gas no es precisamente estable, especialmente considerando que a los países que desean convertirse en exportadores de recursos energéticos les lleva años e incluso décadas obtener una capacidad sustentable al respecto. En el caso del gas, este recurso ha venido escalando dentro de las preferencias en el mercado mundial energético, lo que hace pensar en un marcado aumento de su 10% de participación global.

El mercado energético desde sus inicios ha tenido estos declives y repuntes, esto considerando que, según Kozulj (2005), desde 1830 hasta 1910 fue el carbón el principal recurso, luego le correspondería al petróleo quien empezaría a disputarle preferencia al

carbón en 1910 hasta que en 1970 lo desplaza totalmente, manteniéndose en la actualidad como principal recurso. Por su parte, el gas empezó a comercializarse en 1950 y se augura un predominio inminente dentro de este mercado energético mundial.

En otras palabras, la transición entre un recurso energético y otro ha llevado varios años y esto hace particularmente característico este mercado energético. La razón de esta transición, de acuerdo con Gil, Givogri y Codesiera (2015), obedece a la necesidad de capital intensivo que requieren los proyectos asociados. De hecho, “las grandes obras de infraestructura energética requieren varios miles de millones de dólares.” (p. 30).

Estas necesidades de capital intensivo obedecen a que el diseño, obtención de fondos y construcción de instalaciones, sea una represa hidroeléctrica o un yacimiento gasífero, requiere en la mayoría de los casos más de una década. Por otro lado, además de los costos y tiempo asociados a los requerimientos productivos están los correspondientes al transporte del combustible procesado, implicando esto dos o tres décadas más para alcanzar una adecuada amortización de costos. En otras palabras, para un país pasar de consumidor a productor requiere de tres a cinco décadas y si durante este tiempo se produce una interrupción o desinversión en una década es que se verán los efectos.

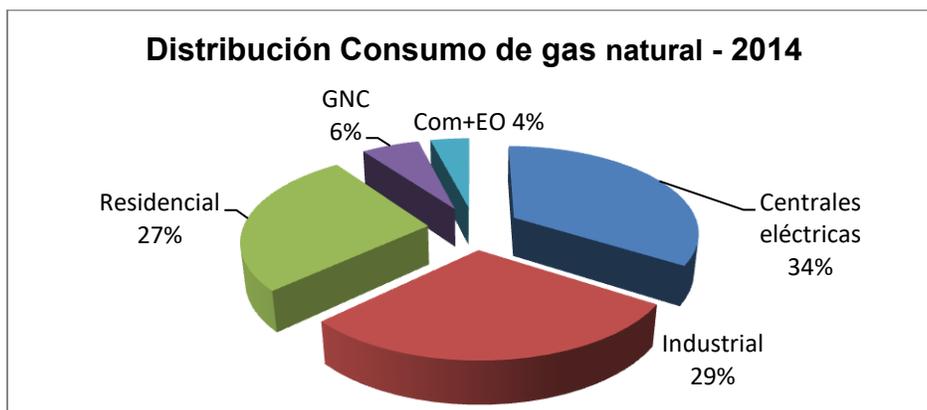
En este particular los países que desean convertirse en exportadores, especialmente en el caso de recursos energéticos, pasan por la encrucijada de primero satisfacer sus necesidades y luego abocarse a producir para el mercado externo sin llegar a comprometer las capacidades de las generaciones futuras, tanto a nivel ambiental como social.

En el caso de Argentina la trayectoria dentro del mercado energético mundial, ha sido diferente a la de Estados Unidos, por cuanto de ser exportador durante más de una década en el 2005 empezó a comportarse como un país importador, un comportamiento que ha incidido en su balanza de pago comercial y fiscal. Específicamente, con base en datos del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Gil, Givogri y Codesiera (2015) sostienen que “Después de ser un exportador de gas, el país se convirtió en un importador neto a partir de 2006. En el 2014 las importaciones de gas fueron el 22% del consumo” (p. 32).

Tal vez en el sector gas Argentina la oportunidad la ofrecen los combustibles no convencionales, una potencialidad que, a criterio de Gil, Givogri y Codesiera (2015) ha comenzado a despuntar, tal como lo revela el aumento de shale en Vaca Muerta, lo que ha permitido reanudar en 2018 las exportaciones de gas a países vecinos, las cuales estaban suspendidas desde el 2007. (Lopetegui, 2019).

En Argentina, el petróleo y el gas representan 90% del total energético consumido dentro de la matriz energética, pero el gas natural dentro de la matriz energética constituye el componente fundamental con un aporte de 50% de la energía primaria. En cambio, a nivel mundial sucede algo diferente, pues los países dependen en un 7% de estos combustibles fósiles, pero no es el gas el principal componente sino el carbón, el cual apenas llega a 0,3% en Argentina.

Respecto a la tendencia en el consumo y comercialización del gas natural, Argentina tiene una muy particular, pues este recurso constituye la base fundamental de la matriz energética desde hace más de 10 años, pero el consumo se ha incrementado anualmente a una tasa superior al 3% lo que ha conducido a una duplicación del consumo cada dos décadas.



Fuente: Elaboración propia basada en datos de Gil, Givogri y Codesiera (2015)

En este particular, los expertos consideran que el gas natural continuará representando el principal componente de la matriz de energía en Argentina; sin embargo, es claro que frente a los retos globales y locales que supone su alto consumo y las necesidades de países vecinos (por ejemplo, Brasil y Chile), es esencial la búsqueda de una mayor sustentabilidad en el desarrollo de la industria gasífera.

Una opción sobre la cual se ha pensado en el sentido de esta sustentabilidad es la eficiencia energética, puesto que el aumento de la producción no parece la vía más expedita y plausible considerando los requerimientos de inversión y la capacidad de los yacimientos, por lo que resultaría una mejor opción minimizar u optimizar el consumo energético.

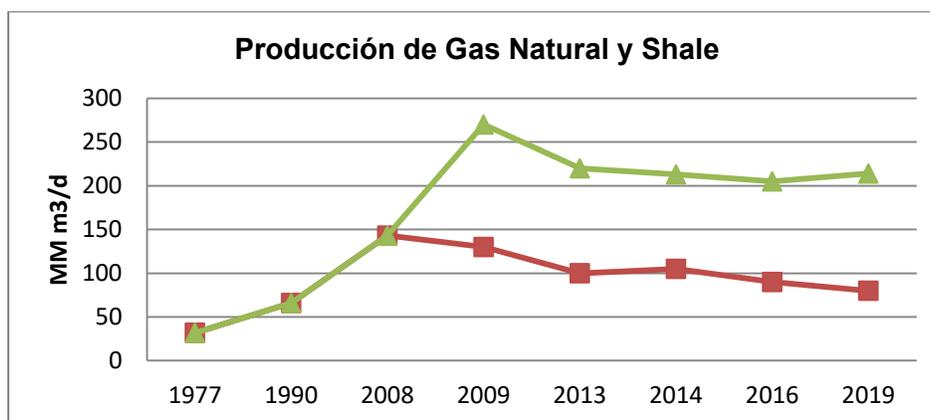
De acuerdo con Gil, Givogri y Codesiera (2015), la propuesta de optimizar el consumo energético adquiere sentido económico y estratégico, al asumir que esto impactaría positivamente en la balanza comercial por un lado y reduciría los niveles de emisión de gases a la atmósfera, reduciendo así el efecto invernadero y lo que entraña dentro del tema de la contaminación ambiental.

En efecto, las situaciones contaminantes ya no constituyen un problema local o regional sino que ahora alcanzan un nivel global, como es el caso del efecto invernadero, originada por la creciente emisión de gases contaminantes y su acumulación en la atmósfera, los cuales “encierran” la radiación solar en las proximidades de la superficie terrestre, causando así un incremento de la temperatura y que ocasiona el llamado calentamiento global, provocando repercusiones en el mundo entero, por ejemplo, el derretimiento de los polos.

El origen de dicho problema ha sido asociado, paradójicamente, al crecimiento poblacional, por cuanto estas mientras estas resultan pequeñas y de tecnología modesta, el impacto sobre el medio ambiente resulta solamente local. Por consiguiente, al elevarse la expectativa de vida gracias a la tecnología crece la población y, aparecen problemas más significativos y generalizados. En este sentido, se está produciendo en la actualidad una demanda sin precedentes de los recursos energéticos.

En tal sentido, previendo que la población mundial continúe incrementándose al igual que el desarrollo tecnológico, se espera que la contaminación del medio ambiente generada por el consumo de recursos energéticos siga representando uno de los problemas más críticos para la humanidad. En consecuencia, existe una alta motivación hacia la búsqueda de alternativas de solución para los agentes contaminantes y su impacto, como en el caso del uso de combustibles fósiles.

A juicio de Gil, Givogri y Codesiera (2015), los recursos no convencionales, shale oil y shale gas, representan una buena alternativa para Argentina, puesto que los mismos se encuentran en alta disponibilidad en el país y su desarrollo y comercialización, principalmente hacia países vecinos, puede representar un interesante horizonte de desarrollo.



Fuente: Elaboración propia basada en datos de Secretaría de Gobierno de Energía (2019)

No obstante, en la optimización del consumo energético entra en juego un factor un tanto impredecible como es la temperatura o el clima, pues se asume que los consumos residenciales, comerciales y oficiales dependen fuertemente de estas variables. De hecho, a juicio de Kozulj (2005), durante los meses de invierno el consumo de petróleo y gas natural se incrementa en un factor.

La ininterrumpibilidad es otro de los factores que influye en las tasas de consumo de energía, es decir, el tiempo que tienden a interrumpirse los tiempos de servicios, tal como sucede con la electricidad. De allí que se produzca una disminución de los componentes industrial y eléctrico durante el invierno. Dicho de otra forma, "Ante la escasez de gas, y dada la prioridad de abastecer los consumos R, C+EO; los consumos industriales y eléctricos sufren interrupciones principalmente en los meses de invierno. Este comportamiento se observa más claramente a partir del año 2003." (Kozulj. 2005. p. 17)

En este particular, Gil, Givogri y Codesiera (2015) señalan que se ha comprobado que en las épocas de temperatura moderada y en las de mayor intensidad de frío pero breves el consumo tiende a equilibrarse, es decir, no registra ningún incremento. Con base a tales observaciones se ha ideado un parámetro térmico que sirve para medir el gas consumido, este es la temperatura efectiva o Tef. Específicamente, este parámetro representa la temperatura media promedio del conjunto de consumos correspondientes a tres días.

Gracias a este parámetro térmico se ha podido tener un promedio del consumo de gas en edificios, el cual es denominado consumo base y se vincula a la cantidad de gas necesaria para el calentamiento de agua y está además relacionado con la forma como se estabiliza el consumo en su valor máximo una vez que la calefacción está encendida. Esto ha permitido diferenciar la cantidad de gas empleada para calentar el agua o cuando se usa con fines de calefacción. En la actualidad, de acuerdo con Kozulj (2005), la mitad del consumo en los sectores residencial, comercial y eléctrico está destinado a la calefacción mientras que la mitad restante constituye el consumo base, es decir, empleado para calentar el agua y la cocción de alimentos.

Por otro lado, a circunstancias vinculadas a una política de subsidios a las tarifas del gas y al crecimiento del PBI se atribuye el incremento en el consumo de gas en Argentina; evidencia de ello es la experimentación de un crecimiento acumulativo de 4,7% durante más de una década (2002-2014)

Debido a estos mismos factores en 2004 llega a producirse un grave problema de

abastecimiento de gas, lo que condujo a un crecimiento menor de 3,6% anual en el consumo efectivo total y a más de 18 Mm³ diarios de gas como parte de la demanda insatisfecha. En este sentido, “el consumo de la generación sobresale por sobre el resto de los sectores, alcanzando una tasa de crecimiento anual acumulativa el 5,4% en el período 2002-2014”.

La demanda insatisfecha también está vinculada con la falta de respuesta por parte del sector productivo nacional de gas durante el período en cuestión, observándose la declinación que mostró la producción desde 2002 hasta el 2014. Específicamente, durante el lapso 2004-2014 la producción declinó hasta 30 Mm³ diarios, representando esto una caída promedio al año de 2,9%.

A criterio de Kozulj (2005), entre los factores que han influido en la disminución productiva a partir de 2004 puede señalarse la falta de operatividad de muchos yacimientos, lo que representó en 2014 un 88% de la producción nacional.

Por el lado contrario, el sistema de movilización en cuanto a movilización experimentó un aumento de 30% durante el período 2004-2014, alcanzando una cifra superior a los 17 Mm³ al día, lo que se tradujo a una inyección de casi 150 Mm³ diarios en el 2014, notándose durante el período 2004-2005 una fuerte restricción en la demanda invernal debido a la capacidad limitante del transporte. Posteriormente, luego del 2006, se produce el problema de falta de llenado de gas en los gasoductos o lo que es lo mismo, en los puntos de recepción se produjo una falta de gas.

Para visualizar la disminución en la capacidad de abastecimiento de gas en Argentina basta observar que durante el 2014 la carga pico mensual fue de 76,5% en comparación con el 98% alcanzado en el lapso 2004-2006.

La compensación de esta caída en el abastecimiento se procuró a través de la inyección de GNL regasificado proveniente de Bolivia a Bahía Blanca y Escobar para luego darle ingreso al sistema de transporte. Esta inyección alcanzó la cifra de aproximadamente 140 Mm³ diarios durante el mes de julio en 2014.

Para tener una idea del papel de país importador de gas alcanzado por Argentina basta saber que la brecha demanda-oferta se expandió hasta 6 veces, especialmente debido a las importaciones provenientes de Bolivia. Una de las medidas para la disminución de dicha brecha fue el empleo de mayores cantidades de fuel oil y gasoil, lo que a su vez generó la importación de GNL. Esto conllevó a un aumento considerable de la oferta de este recurso en el mercado energético a partir del 2008. De allí que no sorprenda que, según cifras de Gil, Givogri y Codesiera (2015), para el año 2014 las importaciones de GNL superaron los 16 Mm³ diarios en promedio durante todo ese año.

Sin embargo, pese a “la sustitución de gas por combustibles líquidos en el sector generación, y de las importaciones crecientes en el período, fueron necesarios cortes de gas al sector industrial” (p. 24) Estos cortes alcanzaron un 12% de la demanda.

En líneas generales, la creciente demanda doméstica provocó no solo el cierre de exportaciones, sino que además indujo a crecientes importaciones, lo que se tradujo a un gran impacto en el sector gasífero. En este contexto, el papel de Argentina en el mercado internacional del gas se puede visualizar como de potencial exportador en el 2004 con un superávit superior a 17 Mm³ diarios al de notable consumidor con un balance negativo en el 2008.

Evidencia de este deplorable cuadro de crisis económica es que en 2014 las exportaciones estuvieron por encima de los 32 Mm³, mientras que en 2008 el saldo de la balanza comercial fue negativo por el orden de los USD 460 millones y ya para el 2014 la cifra superó los cinco mil millones y medio de dólares, es decir, se multiplicó por 12 en solo 6 años. (Gil, Givogri y Codesiera, 2015, p. 28).

Desde la salida de la convertibilidad en el 2001 hasta la actualidad se produjo una fuerte influencia en los precios del gas, así como en la segmentación de los usuarios industriales, afectando severamente el mercado gasífero interno. Es de señalar que algunos precios son negociados entre proveedores y consumidores, mientras que otros forman parte de una política de subsidios, sobre todo si se trata de gas importado, destinándose el mismo al

mercado desregulado del gas.

Por otro lado, estos precios han sido trasladados a casi todas las categorías de usuarios sin tomar en cuenta criterios de responsabilidad a raíz de que la licencia de distribución y traslado de tarifas no entró en vigencia a partir del 2002.

Tal como señala Kozulj (2005), durante el período 2001-2014 pudo evidenciarse que, entre otras cosas, para finales de 2001 había una única tarifa para todos los usuarios y esta era en pesos por efectos de la Ley de Emergencia y el fin de la convertibilidad de precios del mercado, mientras que en mayo de 2004 se produce la primera segmentación de precios, es decir, aparece el mercado regulado y el desregulado, debido a la recomposición del precio por Resolución SE 208/2004.

Asimismo, durante el período 2005-2014 aumentan constantemente los precios en el mercado desregulado de la industria y los generadores eléctricos, mientras que a finales del 2006 se disocia el precio fijado para las generadoras eléctricas de los precios estipulados para la industria, llegando a un valor de 4 dólares y medio por miles de BTU, mientras que el de los generadores se ubicó en 2,7 dólares.

Posteriormente, a inicios del 2014, se eliminan los subsidios destinados a los usuarios industriales y comerciales y con ello se reduce la brecha entre los precios del mercado sin regulaciones. En el mes de marzo de este mismo año el gobierno argentino aumentó los precios en las distintas cuencas para los diversos usuarios. Estos aumentos fueron aplicados de manera escalonada durante tres etapas: abril, junio y agosto, produciéndose incrementos diferenciales en los valores de este recurso que se incluyeron en las tarifas según los rasgos de consumos para cada tipo de usuario.

Pese al ajuste que tuvieron estos precios pagados luego al productor, esta resulto infructuosa por cuanto Argentina cesó en su rol de país exportador dentro del mercado internacional de gas para convertirse únicamente en importador, una situación que se espera se mantenga vigente al menos por una década más.

Evidencia de que el productor no estaría recibiendo una remuneración acorde con el

incremento de los costos productivos es el hecho de que a comienzos de 2013 el gobierno destinó una retribución de 7 dólares y medio por miles de BTU para el incremento de la producción del gas. Esto con el fin de recomponer las reservas y aumentar la capacidad productiva nacional. Se trató de un plan denominado Plan Gas, donde el Estado por la vía del subsidio directo a productores busco reducir la brecha entre el precio pagado al productor y el precio más bajo pagado por el consumidor local.

Estos subsidios ascendieron de 0,4% del PBI en el 2005 a casi 6% en el 2014, esto debido a los efectos de la inyección de gas importado al mercado local fijando un precio por debajo de los costos de importación. Estos fueron cubiertos con fondos del Tesoro Nacional mediante una transferencia a ENARSA con la finalidad de cubrir los costos de importación del gas proveniente de Bolivia y el GNL. Estos fondos crecieron exponencialmente a la par de las importaciones, representando en 2014 casi el 32% del subsidio total del sector de la energía y más de un 2% del PBI.

Las distorsiones actuales entre los precios y las tarifas del sector gas obedecen a la diferencia de componentes en la tarifa final para cada tipo de usuario, no reflejándose en estos de manera óptima los costos asociados a la prestación de servicio en cada una de las categorías.

En tal sentido, para el 2001 la tarifa destinada a los sectores industriales era más o menos la mitad de la tarifa residencial, mientras que actualmente la situación se ha invertido y ahora es la tarifa residencia la que resulta más baja, en un 35%, que la tarifa del sector industrial. De acuerdo con Kozulj (2005), esta distorsión obedece a una segmentación de los precios del gas incluidos en las tarifas (de mayor valor para el sector industrial) y a la distorsión de los cargos para el financiamiento de la ampliación de las redes de transporte, los cuales fueron aplicados solamente al estamento industrial.

En resumen, puede señalarse que el rol de Argentina dentro del mercado internacional del gas está influenciado por la problemática argentina que vive el país, por lo que no se busca en primer lugar obtener divisas mediante la exportación de gas, sino que la política actual

está orientada a la reducción del problema tratando de mantener la oferta. En otras palabras, se estaría procurando obtener nuevas fuentes de abastecimiento para buscar satisfacer la demanda, pero sin enfocar la naturaleza de esta y el papel que cumple dentro del mercado.

A criterio de Gil, Givogri y Codesiera (2015), encontrar un buen yacimiento de gas no basta porque esto no sería suficiente para el aprovechamiento de la misma en función de la demanda, es necesario tomar en cuenta otros factores, tales como la inversión para la extracción, el transporte a los centros de consumo y por último, la ampliación de las redes de distribución en los mayores centros urbanos con el fin de llegar a más consumidores o destinar recursos a la construcción de nuevas centrales eléctricas.

De allí que a juicio de la citada fuente, la estrategia del uso racional y eficiente de la energía, como parte de la política de disminuir el consumo efectuado por los diferentes tipos de usuarios, representa la mejor opción porque liberaría parte de las infraestructuras existentes facilitando el acceso al gas a más personas o industrias, haciendo innecesaria la inversión en nuevas y costosas ampliaciones, y algo muy importante desde el punto de vista ambiental, la generación de una mayor cantidad de emisiones.

Tal como ha podido notarse a lo largo de este apartado, Argentina registra por un lado un declive en la producción de gas natural desde 2006, aunque excepcionalmente ha habido un incremento de gas shale en los últimos años, y por otro lado registra un importante aumento en el consumo de gas por parte de usuarios residenciales que gozan de precios regulados y subvencionados, lo que oscurece el panorama de su mercado energético.

CAPÍTULO 2. EL GAS NATURAL EN BRASIL

La industria de hidrocarburos de Brasil exhibe una amplia dinámica desde hace décadas, mientras que su aparato industrial registra un incremento considerable en el consumo de gas como opción energética, aspectos que definen los mecanismos de abastecimiento que se han implementado y que se proyectan a largo plazo en este país suramericano, puntos que son descritos en el presente capítulo.

2.1. Panorama del sector gasífero en Brasil

En los últimos años la industria brasileña del gas natural ha registrado un importante crecimiento. En efecto, desde que se realizan las importaciones provenientes de Bolivia y se ha producido un aumento notorio en la producción de gas y petróleo en Brasil, el mercado se ha expandido considerablemente.

Este crecimiento también ha sido como parte de una reforma experimentada en el sector de la infraestructura, similar a la que se ha realizado en otros países latinoamericanos entre 1980 y 1990. La reforma brasileña en el sector del gas natural se centró en la introducción de elementos competitivos en las actividades aguas arriba y aguas abajo del mercado del gas y en el establecimiento de la regulación de actividades monopólicas.

Una parte importante de esta reforma fue la creación de organismos reguladores orientados a optimizar las operaciones propias de las actividades monopólicas como parte de las cadenas y a defender los intereses y derechos del consumidor.

Los primeros cambios que se produjeron a nivel de la reforma en el sector gasífero brasileño obedecieron a dos enmiendas constitucionales realizadas en 1995. En la primera de estas enmiendas, la N° 05/95 se estableció el régimen monopolista de la empresa Petrobras por encima de las actividades productivas y transportables de hidrocarburos en territorio brasileño. Específicamente, no se produjeron cambios en cuanto a la propiedad de las reservas gasíferas o petroleras, porque estas seguirían perteneciendo al Estado, pero

si se modificó la autoridad de la empresa para el ejercicio exclusivo de actividades de producción y comercialización, es decir, ya Petrobras no sería más quien únicamente explotara y comercializara combustibles fósiles.

Por otra parte, los derechos de la población sobre la exploración y distribución de gas fueron previstos por la Enmienda Constitucional no. 09/95, en la que además se estableció la prioridad de derechos de las provincias y el gobierno federal sobre los procesos de exploración y distribución de gas. Por consiguiente, los 26 Estados de Brasil tienen las facultades de creación de empresas distribuidoras y comercializadoras de gas.

Asimismo, en 1997 se publica la Ley 9.478/97, o Ley Petróleo, como empieza a llamársele, la cual estableció una serie de profundas modificaciones en los sectores gas y petróleo, aplicables hasta entonces a una sola empresa, Petrobras.

Uno de los cambios originados por esta ley correspondió a la creación del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), el cual tuvo como propósito plantear a la Presidencia de la República las políticas nacionales orientadas al sector energético. Por otro lado, la ley facilitó la creación de la Agencia Nacional do Petróleo (Agencia Nacional del Petróleo – ANP). Esta agencia pasaría a llamarse Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, y su función principal era la regulación de la industria petrolera, gasífera y de biocombustibles en Brasil. (Mathias y Cecchi, 2010)

A diferencia de otras reformas en materia de hidrocarburos que se realizaron en otros países de América Latina, en esta manifestada en Brasil no se produjeron privatizaciones y tampoco se segmentó la enorme empresa estatal petrolera brasileña Petrobras. De hecho, Ley 9.478/97 dispuso que Petrobras se dedicara a la creación de una empresa independiente para la realización de operaciones transportadoras, lo que significó una separación jurídica, pero no societaria. La empresa en cuestión se denominó Transpetro, construida por Petrobras para que esta operara los ductos en forma independiente aun cuando perteneciera a la gigantesca empresa petrolera brasileña.

Por consiguiente, las tareas reguladoras de las actividades gasíferas en Brasil fueron

divididas entre una esfera federal hasta una esfera estatal. La primera cubría desde el elemento productivo hasta los city-gates, mientras que las estatales o estatales correspondían desde los city gates hasta consumidores finales. En concreto, la ANP nació destinada a la regulación de las actividades productivas: tratamiento, transporte, importación, exportación y calidad del gas natural en tanto que los Estados a través de sus agencias reguladoras estatales se dedicaban a regular la distribución de gas. (Mathias y Cecchi, 2010).

Otros tratamientos para empresas del sector petróleo y gas, y de parecida naturaleza, fueron dispuestos según la Ley 9.478/97 establecía tratamientos similares para las industrias de petróleo y de gas natural. No obstante, se trata de dos sectores industriales con diversos mecanismos operacionales e incluso la industria gasífera posee segmentos monopolistas naturales. De allí que los agentes industriales del sector petrolero se hayan topado con problemas para la aplicación de esta ley en determinadas situaciones en industria gasífera. Por consiguiente, estos agentes solicitarían una nueva ley que fuera específica para el sector gas.

Para 2005 se produjo por parte del Senado una propuesta de proyecto de ley destinada a lidiar con el tema. En este sentido, luego de un año la Cámara de Diputados planteó la propuesta de un proyecto de ley. Finalmente, ambos proyectos fueron estudiados por el Congreso, quien dio el visto bueno para su publicación como Ley 11.909/09 o como se le conoció después, Ley del Gas.

La oferta brasileña en materia de gas también ha registrado una notoria evolución. De hecho, aunque se trata de un fenómeno bastante reciente, según sostiene Bercovici (2015), la participación del sector gas ha registrado un importante crecimiento en la actual década.

A juicio del citado autor, el origen un poco tardío de la empresa del gas en Brasil se explica a partir de lo abundante que resultaban las otras fuentes energéticas primarias, siendo estas utilizadas mayormente para generar electricidad, especialmente los recursos hidráulicos.

Es de señalar que durante la década de los 70 se produjeron muchas inversiones en usinas hidroeléctricas, útiles para la generación de electricidad y las actividades industriales. En este particular, acerca de los periodos de crecimiento estos se produjeron en dos ocasiones, una se produjo en la primera mitad de la década de los '80 mientras que la otra tuvo lugar en la segunda mitad de la década de los '90. La de los '80 estuvo vinculada al crecimiento productivo en la cueva de campos, mientras que la de los '90 representaba el aumento productivo luego de la apertura del mercado brasileño de hidrocarburos. (Bercovici, 2015)

Específicamente, las evidencias refieren que la participación de Brasil como importador en el mercado internacional del gas comenzó en 1999, esto mediante la entrada en vigencia del gasoducto Bolivia-Brasil. A partir de ese año y con excepción de finales del 2008, el rol de Brasil de país importador de gas se intensifica.

Según refieren Mathias y Cecchi (2010), basándose en datos del Plan de Negocios 2009-2013 – Petrobras, en la práctica los dos gasoductos Bolivia-Brasil se consolidan. En uno de ellos se pueden transportar hasta 30 Mm³ por día de gas natural, el cual llega desde Bolivia hasta los estados Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul. El otro gasoducto boliviano que va a Brasil, lo hace hasta el estado de Mato Grosso, principalmente para alimentar una usina termoeléctrica. En este proyecto de gas natural no participa Petrobras, constituyéndose por ello en una de las pocas excepciones. Existe además un gasoducto de gas natural que se encuentra en construcción y que debería conectar al gasoducto Bolivia-Brasil, se trata del gasoducto Uruguaiana-Porto Alegre.

Antes de la reforma solo dos de las urbes más grandes de Brasil poseían redes de distribución de gas natural, São Paulo y Rio de Janeiro, luego de la reforma varias ciudades se unirían a Gasoducto Bolivia-Brasil (GasBol), lo que evidencia el crecimiento registrado por Brasil como país consumidor dentro del mercado del gas natural.

Una de las estrategias para alcanzar este crecimiento fue implementada por el propio gobierno, y fue la implementación del Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT),

puesto en marcha en el 2000 a través del Decreto nº 3371/00, estimulando el uso de gas natural con fines de generar electricidad y estimular el consumo en el resto de los segmentos.

Otra de las evidencias del crecimiento del rol de país consumidor de gas natural dentro del mercado internacional del gas es el hecho de que en el 2008 la producción de este recurso alcanza el orden de casi 60 Mm³ diarios y que el 71% correspondió a producto offshore mientras que el 29% restante fue producto *onshore* (Abegás, 2010)

Específicamente, según datos de la agencia citada, de los 60 Mm³ de gas natural producidos diariamente menos de la mitad (29 millones) llegaría al mercado, mientras que una fracción de casi 8 Mm³ diarios sería consumida en la misma plataforma como parte del tratamiento dado al gas natural (3,5 Mm³/día), además de la inyección efectuada a los pozos productores de más de 10 Mm³ diarios, y por último, una parte que se consumió por efectos del transporte, la cual alcanzó la cantidad de 2,1 Mm³/día.

En el 2008 el gas que fue importado alcanzó los 30,9 Mm³ por día. De esta cantidad 30,5 Mm³ diarios provino de Bolivia, mientras que el resto, o sea, 0,4 Mm³ por día procedieron de Argentina, lo cual ocurrió solamente entre los meses de enero y agosto. Durante el proceso de transporte se consumieron alrededor de 1,2 Mm³ diarios de la cantidad de total de gas que fue importado (Ministerio de Minas y Energía de Brasil, 2010).

En consecuencia, según datos de la fuente oficial, la oferta total del gas natural al mercado brasileño rondó por el orden de los casi 60 Mm³/día, suministrándose para las compañías encargadas de distribuir el gas natural una cantidad de 49,6 Mm³ diarios, mientras que el restante se entregó a refinerías, lo que correspondió, según datos de los autores citados, a casi 8 Mm³/día y unos 1,6 Mm³ diarios que fueron destinados al consumo térmico directo del productor.

De la cantidad de gas natural que fue importada, los Estados de Rio de Janeiro y São Paulo consumieron la mayor parte. Por ejemplo, para el 2008 el primero consumió el 35,4% de este gas natural, mientras que el segundo tuvo un consumo de 32,4% del gas importado.

En cuanto a las empresas a quien se atribuye las ventas del gas importado, Comgás, la compañía encargada de distribuirlo en la región metropolitana de São Paulo, tuvo ventas por el orden del 28,7%, siendo la mayor vendedora (Mathias y Cecchi, 2010).

La crisis internacional produjo una ruptura en el crecimiento continuo de gas natural registrado por Brasil en el periodo 2008-2014. Específicamente, de acuerdo a las cifras manejadas por la Asociación Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gas Canalizado Abegás (2010), a fines del 2008 y principios del 2009 se produjo una importante caída en el consumo, producto de la desaceleración económica. En el último trimestre de 2008 el consumo experimentó una disminución de 7,3% en comparación con el trimestre anterior y el primer trimestre del 2009, presentando una disminución de 28,8% en relación al último trimestre de 2008.

Específicamente, la causa en la reducción del consumo fue una disminución de la actividad industrial por el orden del 14,3% el último trimestre de 2008 y de 20,8% los primeros meses de 2009 en comparación en ambos casos con el trimestre anterior. Según Bercovici (2015), otro factor que influyó en la reducción del consumo registrado durante los primeros tres meses de 2009 fueron las intensas lluvias caídas en el país durante ese tiempo.

Respecto al precio y tarifas del gas en Brasil, en dicho país no existen controles de precios de este rubro, en consecuencia, los precios forman parte de la negociación entre proveedores y consumidores. Sin embargo, a criterio del citado autor, los precios fijados a los consumidores finales pueden formar parte de una regulación efectuada por entes oficiales, asumiendo que son los Estados Provinciales quienes asumen la tarea de distribuir este gas natural y no el Gobierno Federal.

Es de señalar que a partir de abril de 2009 se establecieron subastas de gas natural a corto plazo, esto como parte de una estrategia de Petrobras para estimular el consumo de gas natural y propiciar el equilibrio en el mercado. La principal razón de esto, a juicio de Bercovici (2015), es que a partir de ese año la gigantesca petrolera estatal debido a las

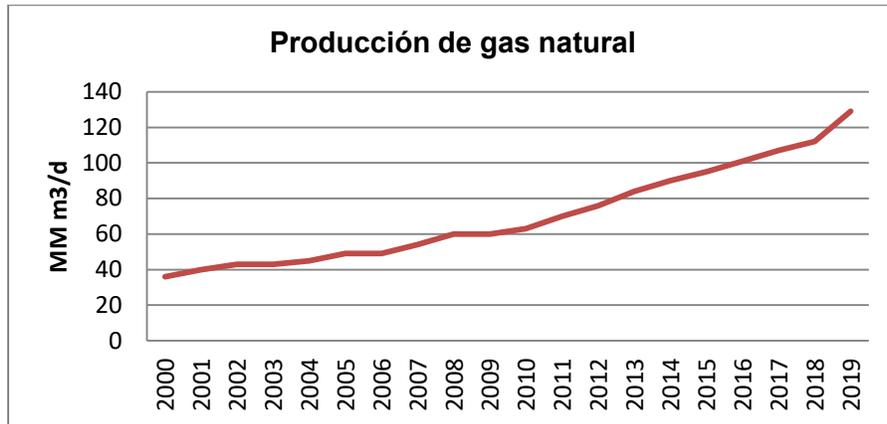
cláusulas de *take-or-pay* se ve obligada a comprar 24 Mm³ de gas natural diariamente, pudiendo ser este proveniente de Bolivia o del que se produce en el país.

Se trata de subastas de descuento en las que las empresas distribuidoras adquieren volúmenes que han sido incluidos en los contratos de largo plazo, y que operan con un descuento en comparación con el precio establecido en dicho contrato. Se trata de un mecanismo que beneficia a Petrobras, puesto que pese a la reducción del precio se produce un incremento en el volumen de gas consumido. Igualmente favorece a las compañías distribuidoras al adquirir estas el gas natural a un precio inferior al establecido originalmente en el contrato.

Por otra parte, Mathias y Cecchi (2010) sostienen que el consumo de gas natural por parte de Brasil también se ha visto influenciado por un aumento en la capacidad de producción de Bolivia, aunque ante el hallazgo de nuevos yacimientos gasíferos y para evitar una elevada dependencia de las importaciones bolivianas Petrobras en 2006 propondría el Plan de Anticipación de la Producción de Gas Natural (Plangás).

El objetivo que impulsa la política gasífera brasileña es aumentar la producción de gas en el país. Para ello se previó aumentos de producción en los estados de Rio de Janeiro y São Paulo, pasando de una producción de 40 Mm³/día en el 2008 a unos 55 Mm³/día en el lapso de 2 años. Para alcanzar estas metas Petrobras invirtió US\$ 92 mil millones durante el período 2009-2013. (Plan de Negocios 2009-2013, Petrobras, 2010).

En cuanto a las principales regiones donde se produce el gas natural en Brasil deben señalarse los Campos de Uruguá-Tambaúl tratándose de un gas no asociado al petróleo y que es producido por el orden de los 8 Mm³/día, junto a Mexilhão en la Cuenca de Santos. Este último tiene una capacidad de producción que llega a los 15 Mm³ diarios. El gas natural que se produce en dichas regiones está destinado a cubrir las demandas de los mercados de São Paulo y Rio de Janeiro. Por otro lado, están los campos de Juruá y Aracanga, que se encuentran en la Selva Amazónica (Mathias y Cecchi, 2010).



Fuente: Elaboración propia basada en datos de Coelho (2019)

Del gas natural proveniente de Bolivia, la mitad suministrada corresponde a Gasbol y el gasoducto Lateral-Cuiabá, registrándose un incremento en el primero desde que entró en funcionamiento en 1999 y alcanzó su capacidad máxima en el 2007. Por otra parte, en el 2008 hubo un cese en el transporte de gas natural en GASBOL, esto como resultado de la disminución del consumo como parte de la crisis financiera y económica de dicho año. No obstante, en el 2009 se registró una leve recuperación en el consumo, lo que se debió en parte a las subastas de corto plazo que promovió Petrobras (Plan de Negocios 2009-2013, Petrobras, 2010).

La política gasífera brasileña se mantiene alejada del interés de ampliar la capacidad de importar más gas natural desde Bolivia. Evidencia de esto en el pasado fue el abandono del proceso de ampliación de GASBOL en 2009, un proyecto que se inició con el fin de aumentar la capacidad de 30 Mm3 diarios hasta 45 Mm3/día (Ministerio de Minas y Energía de Brasil, 2010). La paralización del proyecto se produjo luego de la nacionalización de la industria de los hidrocarburos por parte del gobierno boliviano.

En lugar de ello se realizaron inversiones en terminales de regasificación para importar GNL al año siguiente. Uno de estos proyectos fue Pecém, en el noreste del país (), mientras que el otro se produjo en Rio de Janeiro, es decir, el sureste del país. Una de las principales diferencias en el uso de dichos terminales se debe al hecho de que se trata de

terminales flexibles, es decir, la flota está conformada por buques metaneros con instalaciones de regasificación onboard, y con ello capacidad de almacenaje y regasificación del GNL. (Mathias y Cecchi, 2010)

En tal sentido, “el objetivo del GNL es suministrar las usinas termoeléctricas, en períodos de bajas lluvias, y no la creación de mercados firmes de gas natural” (Mathias y Cecchi, 2010, p. 26); Por consiguiente, según datos oficiales, en la terminal de Pecém puede llevarse a cabo un proceso de regasificación por el orden de los 7 Mm³ diarios de gas natural, mientras que en el terminal de Rio de Janeiro, Bahía de Guanabara, la regasificación puede rondar la cantidad de 14 Mm³ por día.

Otra diferencia relevante en la importación de GNL y la importación proveniente de Bolivia se encuentra en los contratos, puesto que en el caso de las importaciones originadas de Bolivia el plazo corresponde a 20 años siendo el término 2019. En dicho contrato se han establecido precios y mecanismos de reajuste, En cambio, tal como señala Bercovici (2015), no existen contratos a largo plazo en el caso del GNL, llevándose a cabo las compras en el mercado Spot, por lo que las compras dependen de las necesidades de consumo de las usinas termoeléctricas. En consecuencia, Petrobras se ve sujeta a las variaciones de precios del mercado internacional.

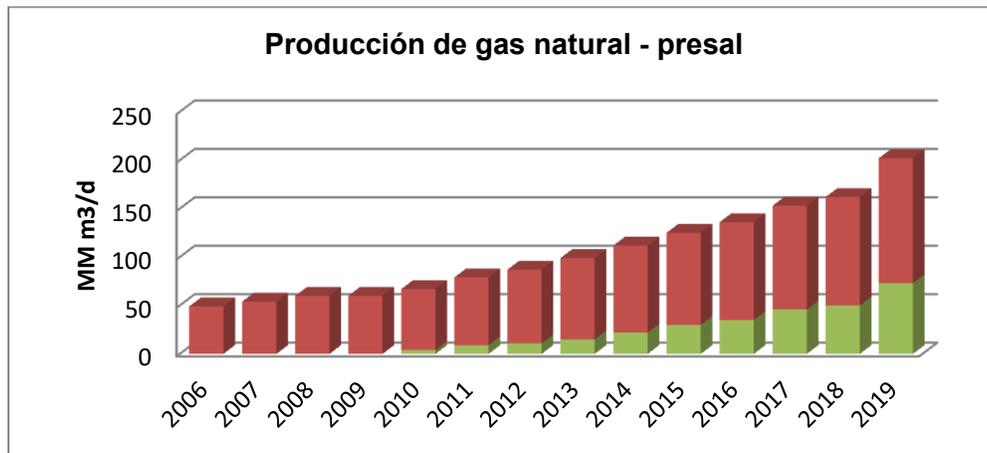
2.2. Abastecimiento de gas natural ¿Recursos propios, Bolivia o Argentina?

Actualmente las reservas de gas de Brasil son mayores que las de Trinidad y Tobago, el doble del tamaño de las del Reino Unido, y la mitad de Azerbaiyán. Sin embargo, aunque el inventario de gas en 2012 era de 26 años y la producción de gas en Brasil ha aumentado la realidad es que es insuficiente para satisfacer su demanda de gas, por cuanto aun cuando aumenta la producción gasífera, en ese mismo orden el consumo de gas natural también se incrementa.

Específicamente, la producción de gas en Brasil aumentó anualmente en promedio 7.3% de 2000 a 2012, mientras que el crecimiento anual promedio de la demanda durante el mismo

período fue de 9.9% (BP, 2013). De allí que Brasil comenzara a importar gas desde Bolivia en 1999; luego siguieron las importaciones de Argentina desde 2000 en adelante y las importaciones de GNL a partir de 2009. Después de deducir los volúmenes utilizados internamente por Petrobras, el suministro de gas doméstico es ahora ligeramente menor que el gas importado.

En 2013, Brasil produjo un promedio de 77 Mm³ diarios de gas natural (27.8 billones de metros cúbicos por año, Bmca). Aproximadamente el 67% es de gas asociado, mientras que el 33% se produce en alta mar. En enero de 2014 la producción de gas de Brasil alcanzó 80,4 MMm³/d. El campo con mayor producción fue el campo de petróleo Presal Lula, que produjo 2.4 Bmca. Según Petrobras, en marzo de 2014, la producción nacional alcanzó un récord de 100 MMm³/día (35 Bmca) (Petrobras, 2014).



Fuente: Elaboración propia basada en datos de Coelho (2019)

En 2013, solo el 57% de la producción de gas en Brasil llegó al mercado. Aproximadamente 12 Bmca son utilizados por Petrobras en operaciones de exploración y producción y en sus unidades de procesamiento de gas o reinyectados y quemados. Petrobras también utiliza una gran parte de la producción comercializada en sus refinerías y plantas de fertilizantes (4.6 Bmca).

No obstante, se debe reconocer que en los últimos 5 años ha habido un mayor aumento de la producción que del consumo. En enero de 2014 Brasil tenía 329 bloques en la fase de exploración, 72 campos en fase de desarrollo y 437 concesiones en la fase de producción – operación por parte de 23 empresas. Había 8.980 pozos productores, de los cuales 8213 eran en tierra adentro y 767 en costa fuera. Para ese año la producción de gas se ubicaba en 89 MMm³/día e importaba 52,9 MMm³/día. En la actualidad Brasil produce 129 MMm³/día e importa 24,5 MMm³/día para satisfacer la demanda, es decir, ha aumentado su producción y proporcionalmente disminuido su importación.

Es de señalar que la producción de gas en Brasil está dominada por Petrobras, que representa el 83,4% del total de la producción. Actualmente hay nueve compañías privadas que producen gas, la mayoría de ellas en asociación con Petrobras. Solo un consorcio vende gas independientemente; los otros venden a Petrobras en la boca del pozo.

Las compañías más importantes que se encuentran actualmente activas en Brasil, la mayoría en fase de exploración o fase de desarrollo, son BG, BP, Shell, Exxon, Chevron, Total, GDF Suez, GALP, Repsol y Statoil, junto con Petrobras, aunque en volúmenes significativamente más pequeños que la compañía petrolera brasileña. Seis de los productores más pequeños son independientes.

Las reservas de gas de Brasil, aunque de pequeña magnitud si se comparan con las de Venezuela, han registrado un aumento de 25% en los últimos cinco años, gracias a Petrobras y empresas privadas que invierten en exploración y desarrollo de petróleo y gas. De hecho, Brasil, Perú, Venezuela y, en cierta medida Colombia, son los únicos países de América Latina que han visto crecer sus reservas de gas, mientras que los exportadores tradicionales como Bolivia y Argentina están experimentando un cambio en sus reservas.

Bolivia y Brasil comenzaron a planificar las importaciones de gas natural en la década de 1930, pero la ausencia de un mercado clave y la falta de un respaldo sólido pospusieron el proyecto por décadas. En 1987, motivado por Comgas, que quería asegurar el suministro

de gas natural, el ex gobernador de San Paulo envió una carta al Ministro de Energía solicitando que se reiniciaran las negociaciones sobre las importaciones de gas de Bolivia.

Esa solicitud fue rechazada por Petrobras, cuya política era la de reducir los suministros de gas natural en Brasil evitando perder cuota de mercado para su fuel oil, con su alto contenido de azufre (hasta 5%) y bajo valor de mercado, HFSO se vendió a consumidores industriales, la mayoría de los cuales se concentraron en Sao Paulo (Gomes, 1996).

Una misión ministerial brasileña a Bolivia en 1988 terminó en un punto muerto: Brasil prometió solo ayudar a Bolivia a construir instalaciones de monetización de gas -una planta de mineral de hierro y una planta petroquímica- en el lado de la frontera boliviana. El fin inminente del monopolio de Petrobras, combinado con los planes de Comgas para importar GNL de Argelia motivó a Petrobras a relanzar negociaciones con Bolivia para asegurar que tenía control total sobre las importaciones de gas de Brasil.

En 2003, Petrobras y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) de Bolivia firmaron un acuerdo de suministro de gas (GSA) por un volumen inicial de 5 Bmca. Al año siguiente, Petrobras seleccionó los socios capitalistas para la compañía de ductos conocida como TBG: el consorcio BTB (compuesto por BG, BHP Billington y Tenneco / El Paso), en el que Petrobras tenía una participación del 51%. Para la compañía de oleoductos boliviana, el consorcio Gas Transboliviano S.A. fue formado por Enron, Shell y fondos de pensiones bolivianos. YPFB retuvo el papel de agregador de gas con los productores bolivianos, mientras que Petrobras asumió el papel de transportista y comercializador del gas en Brasil. En 1996–97 Petrobras firmó acuerdos de suministro de gas con cinco empresas brasileñas. La construcción comenzó más tarde en 1997 y los primeros 2.000 km a San Paulo se completaron en 1999; los 1,000km restantes hasta el estado sureño de Rio Grande do Sul fue comisionado en 2000.

El proyecto de \$ 2.1 mil millones fue financiado por varias agencias multilaterales: el Banco Mundial, Corporación Andina de Fomento y el Banco Interamericano de Desarrollo contribuyó con un 40% de los fondos, mientras que Petrobras arregló otro 40% con

agencias bilaterales y los patrocinadores contribuyeron con 20% del capital (Law & Franco, 1998).

El proyecto resultó un cambio de rol para la industria brasileña del gas. Frente a un rápido aumento de suministro de gas, Petrobras presentó su propia iniciativa de marketing para ayudar a promover el uso de gas natural en Brasil. Como resultado, la participación del gas natural en el consumo final de energía de Brasil aumentó de 2.2% en 1998 a 7.2% en 2012.

La tubería, sin embargo, permanece cerrada al acceso de terceros. En 2001, la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustible (ANP) trató de permitir el acceso a la tubería. BG, que poseía el mayor tomador de gas, Comgas, obtuvo un corto plazo de contrato de capacidad interrumpible bajo el cual pagó cargos mensuales de \$ 5 millones; sin embargo, no lo hizo tener éxito en asegurar la capacidad en el lado boliviano de la tubería. Impulsadas por la posibilidad de acceso abierto previsto por la Ley de Gas de 2009, las empresas brasileñas de comercialización de gas hicieron una oferta para asegurar cierta capacidad en la tubería, pero se les informó que Petrobras acababa de firmar un acuerdo de suministro de gas adicional de 2,24 Mm³/d con YPF hasta agosto de 2014, lo que significaba que no había capacidad disponible o volúmenes de suministro. (Gomes, 2014).

Después de la nacionalización de 2006, el gobierno boliviano fortaleció el papel de YPF como única compañía de exportación. Como resultado, los compradores brasileños de gas no pueden negociar acuerdos de suministro de gas directamente con productores privados. Por otro lado, la privatización de empresas petroleras extranjeras y la nacionalización de las reservas de gas en el 2006 han dado como resultado una fuerte reducción en la inversión energética. A consecuencia de ello, las reservas de gas de Bolivia se redujeron a más de la mitad en los últimos cinco años, pasando de 26.13 trillones de pies cúbicos (Tcf) en 2007 a solo 11.2 Tcf en el 2012 (BP, 2008; BP, 2013)

Según Oil & Gas Journal (2012), las reservas comprobadas de gas en Bolivia sólo ascienden

a 9,9 Tcf, mientras que la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA) (Administración de Información de Energía de Estados Unidos, 2012), estima que las reservas técnicamente recuperables se encuentran por el orden de las 48 Tcf.

La empresa estatal boliviana YPF se propuso tratar de desarrollar asociaciones energéticas con empresas extranjeras en un intento por duplicar la producción de gas natural. Según el EIA (2017), YPF se planteó como objetivo negociar y aprobar 18 contratos de exploración y perforar una mayor cantidad de pozos. De hecho, tras el desarrollo de un nuevo modelo de contrato de servicio, en 2013 se firmaron algunos acuerdos con empresas internacionales, incluido el bloque sureste de Azero (Gazprom/Total/Tecpetrol) y el Área de Cedro y Huacareta (Petrobras y BG Group respectivamente).

Respecto al abastecimiento de gas natural a Brasil por parte de Argentina, la historia es mucho más reciente. Sin embargo, a nivel de capacidad de abastecimiento Argentina sufre el mismo problema que Bolivia, sus reservas de gas disminuyeron de 15.5 Tcf en 2007 a 11.3 Tcf en 2012.

En cuanto a las posibilidades de incrementar la producción en los próximos años, la Encuesta Global de Petróleo (2013) del Instituto Fraser encuestó las opiniones de 864 personas, que representan a 762 empresas en el sector de petróleo y gas (Instituto Fraser, 2013), y con los resultados de la misma se clasificó a Bolivia y la provincia de Salta en Argentina entre las 10 regiones menos atractivas para la inversión entre 147 jurisdicciones globales. Los resultados de la clasificación se basan en cinco factores del índice del entorno comercial: términos fiscales, impuestos en general, barreras comerciales, calidad de la infraestructura, disponibilidad y habilidades laborales (Wilson, 2013).

En 2009, Argentina dejó de suministrar gas a Brasil debido a la disminución de los suministros nacionales de gas, que provocó el cierre de la central AES 640 MW Uruguaiana, ubicada cerca de la frontera Brasil-Argentina. El mismo año, Brasil comenzó a importar GNL para complementar los volúmenes importados de Bolivia y para aumentar

la diversidad y la seguridad del suministro.

Hasta 2009, el consumo de gas natural en Brasil estaba ligeramente correlacionado con la producción industrial debido a la contribución preponderante del sector industrial. Sin embargo, desde 2010 esta correlación se ha desacoplado, Debido a la creciente demanda del sector eléctrico, donde el despacho de centrales eléctricas de gas depende del factor estacional y no necesariamente de los fundamentos económicos. Por ejemplo, en 2009 el PIB de Brasil se contrajo solo 0.3% ya que el país estaba razonablemente protegido de la crisis económica mundial. Sin embargo, el consumo de gas cayó en un 24% debido a que el sector industrial exportador se vio negativamente afectado por la disminución de la demanda en los mercados importadores extranjeros.

En 2010, tanto el PIB de Brasil como el consumo de gas se recuperaron fuertemente, pero al año siguiente el crecimiento en el consumo se vio afectado por una reducción de la economía nacional y la falta de suministros competitivos de gas doméstico. El crecimiento en el consumo en 2012 y 2013 se puede atribuir al mayor despacho de plantas de energía a gas que requirieron mayores importaciones de GNL.

En 2013, el suministro interno representó solo el 48% del consumo total de gas natural en Brasil, en comparación con el 54% en 2011, y el volumen de gas importado a Brasil superó el volumen de suministro interno en un 7,5%. La contribución de GNL a la combinación energética aumentó del 3% en 2011 al 16% en 2013. El GNL se importó principalmente para satisfacer parte de la demanda flexible de generación de energía que no tiene acuerdo firme de suministro de gas. Esta demanda de energía flexible es de aproximadamente 3500-4000 MW.

En cuanto a la interrogante sobre si esta tendencia continuará, vale decir que la excedencia de la oferta interna por parte de las importaciones de gas es la norma más bien que la excepción, pues solo en 2011 y 2012 el volumen de la oferta interna fue mayor que el de importaciones, y según el Ministerio de Integración Nacional, la tendencia es que se requiera de un mayor volumen de importaciones de GNL adicionales (“flexibles”).

Después de los cambios de 2014 en su plan de inversión y los retrasos anunciados para alcanzar los ambiciosos objetivos de producción petroleras, Petrobras emitió un pronóstico de oferta y demanda de gas natural, previendo una baja de 73 Bmca a 52 Bmca en 2020 debido a la reducción sustancial en la inversión planificada de Petrobras en la generación de energía, desarrollo de plantas de fertilizantes y otros proyectos posteriores. Mientras tanto, se prevé que el suministro de gas doméstico disminuya de 37.2 Bmca a 31.2 Bmca en 2020. En los dos escenarios anteriores, la oferta interna será insuficiente para satisfacer la demanda y Brasil tendrá que seguir importando GNL y gas desde Bolivia. Este será el caso hasta 2025.

No se prevé que Argentina exporte gas natural a Brasil en los próximos años debido a las necesidades operacionales y financieras que debe cubrir. Hasta 2004, Argentina exportaba gas a países vecinos de manera regular (ininterrumpida). Ese año, la decisión del gobierno argentino de devaluar la moneda local y desanclar los precios del gas del dólar estadounidense, resultó en que los precios cayeran un 70%; en consecuencia, el aumento en el mercado interno provocó que la demanda no pudiera ser satisfecha por los productores de gas, a quienes se les pagaban precios muy bajos.

Ante la escasez de gas en el mercado interno, el gobierno argentino emitió una resolución administrativa según la cual el gas solo se puede exportar si es satisfecha la demanda interna. Tales condiciones, además de la introducción de rígidos impuestos a la exportación, han hecho que no sea competitivo para Brasil importar gas desde Argentina.

El mercado de exportación de Argentina en general se ha reducido, puesto que suspendió las exportaciones a sus tres mercados de exportación (Chile, Uruguay y Brasil), a excepción de pequeños volúmenes suministrados a consumidores residenciales en Chile y Uruguay. Para sustituir estas deficiencias, Chile, que sufrió más debido a la falta de suministros alternativos, inmediatamente comenzó a desarrollar GNL, al igual que Uruguay, pero este último país posee un único proyecto de importación de GNL y ha sido desarrollado a un ritmo más lento.

El impacto de la moratoria de exportación de gas argentino a Brasil fue menos severo porque la nación carioca solo había importado volúmenes pequeños para abastecer a un solo cliente: una planta de energía AES construida en la frontera entre Brasil y Argentina (Uruguayana). Sin embargo, el propietario de la central eléctrica sufrió grandes pérdidas porque no era competitivo enviar energía usando diesel como combustible de reemplazo.

Mientras tanto, el gasoducto Bolivia-Brasil ha estado operando relativamente sin problemas desde julio de 1999. El gasoducto es el más grande de América del Sur, tiene 3.150 km de largo (de los cuales 557 km están en Bolivia) y abastece gas a cinco estados en el sureste y sur de Brasil. La primera sección de la tubería (unos 2,100 km) fue culminada en menos de dos años.

A pesar de la nacionalización de 2006 de la industria de gas natural en Bolivia, que provocó un aumento de precio a la boca de pozo, no ha habido interrupción del suministro en los años en que ha estado operando. Sin embargo, la desaceleración de la inversión en exploración y producción junto con la caída en las reservas de gas aumenta la pregunta de si Bolivia podrá mantener su nivel actual de exportaciones a Brasil y Argentina.

En cuanto a la exportación de gas desde Bolivia a la Argentina, el CEO de YPF, Carlos Villegas, explicó en la reunión anual del Ministerio de hidrocarburos en 2014, que Bolivia podría exportar hasta 9.5 Bmca si Argentina invirtiera en el desarrollo de la infraestructura de gas en el lado de su frontera. Reveló que el volumen contractual acordado por YPF y ENARSA es 6.9 Bmca firme y 1.2 Bmca de forma ininterrumpida.

Sin embargo, Argentina ha estado aumentando constantemente sus importaciones por gasoducto y GNL dado que no ha podido detener la disminución de la producción nacional de gas (una disminución del 12,3% desde 2003, mientras que la demanda interna aumentó 21% en el mismo período). En 2013 importó 12.3 Bmca, de los cuales 4.9 mtpa correspondían a GNL. Debido a los problemas de calificación crediticia y disponibilidad de divisas, la mayoría del GNL se compra a través de licitaciones a corto plazo. En

promedio, Argentina pagó entre \$ 17–20 / MMBtu en 2013.

El aumento en la producción de gas en Argentina no ha podido ser estimulado pese a que en el 2012 YPF S.A. anunció un ambicioso plan de exploración de hidrocarburos que comprendía los yacimientos que se encontraban en producción y algunos que ya se encontraban agotados (por ejemplo, Bolsones Intermontanos y Chacoparanaense). Contrariamente, la producción siguió una tendencia de decrecimiento y en las reservas solo se registró un pequeño incremento. Específicamente, de 332.494 de MM3 de reservas comprobadas de gas en el 2011 se registraron 355.460 MM3 en el 2017, es decir, apenas hubo un incremento de 0,6% como producto de estos esfuerzos. (Instituto Argentino del Petróleo y del gas, 2019)

Igualmente, siguiendo lo expuesto por la citada fuente, en el 2017 hubo una nueva tentativa dirigida a aumentar la producción de petróleo y gas, esta vez con las exploraciones anunciadas por el Ministerio de Energía y Minería de Argentina y que incluían las cuencas Marina Austral y la Cuenca Malvinas Oeste; sin embargo, de acuerdo a las cifras de producción obtenidas en los siguientes años se evidencia que no se produjeron los efectos esperados.

No obstante, se debe advertir que en los dos últimos años se produjo un notable incremento en la producción de gas shale, especialmente en Vaca Muerta. Sin embargo, estos montos de producción siguen siendo insuficientes para pensar que los mismos puedan cubrir la demanda interna y que haya un excedente que se pueda destinar a la exportación de manera continua y sostenida, satisfaciendo a cabalidad la creciente demanda del aparato industrial brasileño.

2.3. Tendencias de la política petrolera y gasífera en Brasil

De acuerdo a proyecciones de diversas fuentes, se espera que en Brasil se mantenga la tendencia de consumo de gas natural. Este país tiene una población aproximada de 210 millones y aproximadamente 62.8 millones de hogares, y el número de los hogares que

reciben gas natural son solo 2.44 millones o 3.8% del total. A partir de enero de 2014 se tenían 28.227 consumidores de gas natural en el segmento comercial. La baja penetración del gas natural en los segmentos residencial y comercial puede atribuirse a varios factores: el clima templado de Brasil, la falta de infraestructura urbana y doméstica, subsidios para el GLP (que es el principal competidor de los productos naturales de gas en estos dos segmentos), los altos precios del gas y la falta de financiación de las compañías locales de distribución de gas más pequeñas, los escasos conocimientos del público en general sobre el gas natural y sus ventajas intrínsecas, es decir, que está limpio, seguro y flexible.

Asimismo, los expertos coinciden en que aumente la producción petrolera y gasífera en los próximos años, especialmente en cuanto a la zona del presal. Los bloques del presal de Brasil consisten en varios grupos en las plataformas continentales frente a la costa de Campos y Cuencas de Santos, en el sureste de Brasil. Las formaciones de hidrocarburos están enterradas bajo una capa de 2000 m. de sal a una profundidad del agua de 2000–3000m. Se estima que el presal cubre un área de 122,000 km² de las que 41,000km² ya han sido asignados para exploración / desarrollo.

El petróleo del presal de Brasil es de buena calidad y tiene una relación gas-petróleo de 250–300 y contenido de CO₂ de 8–15%. El Cluster Presal de la Cuenca Santos comprende seis bloques operados por Petrobras con varios socios: GALP (Caramba y Júpiter), Shell y GALP, BG y Repsol (Carioca y Guará), BG y Partex, BG y GALP (Lula, Cernambi e Iara). Otros seis bloques han sido asignados a Petrobras bajo el régimen de transferencia de derechos, mientras que otro bloque (Libra) fue subastado bajo el régimen de contrato de producción compartida en 2013. Más de 30 bloques presal aún no se han subastado. El lula y los campos de Cernambi contienen reservas recuperables estimadas por un total de 8.3 billones de barriles de petróleo equivalente. El presal completo de Brasil puede producir más de 50 billones de barriles de petróleo equivalente.

Suponiendo que para 2020 los bloques presal estén produciendo 2 MMbbl/d la producción bruta del gas asociado se estima en 79–95 MMm³/re. Después de restar los volúmenes

utilizados por Petrobras internamente y teniendo en cuenta la eliminación de CO₂, el volumen total disponible para ventas sería de 35-42 MMm³/re.

En 2009, Petrobras y sus socios (BG, GALP y Repsol) otorgaron contratos Feed a tres consorcios: Saipem (Italia), SBM (Suiza) / Chiyoda (Japón) y Technip (Francia) / JGC (Japón) / Modec (Japón) para desarrollar una unidad flotante de GNL que procese 5.1 Bcma de gas presal asociado para producir de 2.4 a 2.8 millones de toneladas por año (mtpa) de GNL y GLP.

Petrobras apuntaba a ejecutar un contrato EPC (contrato “llave en mano”) a mediados de 2011 con el objetivo de comenzar a producir GNL a finales de 2015. En ese momento Petrobras, muy alentada por las perspectivas del presal, anunció que encargaría la primera FLNG en el mundo, por delante de la Shell. Sin embargo, en 2011, emitió un comunicado diciendo que no estaría procediendo con el proyecto FLNG y en su lugar construiría tres tuberías que entregarían el gas presal a las instalaciones de procesamiento en Sao Paulo y Río de Janeiro.

Entre las razones argumentadas estuvo la decisión de suministrar etano a un proyecto petroquímico liderado por Petrobras en Río, así como a las incertidumbres sobre la eliminación de CO₂ y las necesidades de gas para la reinyección. Para marzo de 2014, Petrobras estaba produciendo cerca de 400,000 bbl/d de petróleo en salinos y 2.3 Bcma de gas asociado, de los cuales el 17% se quemaron.

Al mismo tiempo, los niveles de consumo impredecibles en el sector eléctrico dificultan la actividad privada, es decir, se presume que no haya plantas de energía propias para comprometerse con los acuerdos de gas Take or pay o ToP (los contratos que obligan al comprador a pagar), particularmente aquellos que involucran GNL, que requiere 100% ToP. En 2013, el consumo promedio de gas en el sector eléctrico fue de 38.91 MMm³/re; en 2012 las mismas plantas consumieron en promedio 23.03 MMm³/d, que es el 59% del consumo de 2013.

El nivel más bajo de consumo se registró en enero de 2012: 8,15 Mm³/d, que era solo el

21% de consumo promedio de 2013. Además, las centrales eléctricas no pueden revender gas ya pagado, pero no consumido en el mercado secundario. Por esta razón, Petrobras, propietaria de la mayoría de las centrales eléctricas de gas de Brasil, es la única empresa que tiene una gran cartera de suministros de gas nacional e importado con los cuales se puede cumplir el límite de precio de energía y las condiciones impuestas por el Ministerio de Energía. Esas condiciones incluyen la obligación de presentar acuerdos de suministro de gas a 25 años y demostrar que el proveedor de gas posee reservas que cumplirán con esa obligación de suministro.

El precio de la subasta también es demasiado bajo para acomodar los precios de importación de GNL. Una vez que se oferta un precio de energía, hay poca flexibilidad para reajustar los componentes variables. La mayoría de las plantas a gas existentes se construyeron en 2003/2004, en un momento en que Brasil todavía estaba a raíz del racionamiento de electricidad de 2001 y antes de que tales condiciones restrictivas estuvieran en vigencia. Como resultado de las políticas actuales de subastas, solo se están construyendo cuatro plantas de energía a gas en Brasil, tres de los cuales pertenecen a Petrobras y una a Electrobras, propiedad del gobierno.

A pesar del aumento de la necesidad de energía térmica, el pronóstico del gobierno es de solo 1.450 MW de capacidad de la nueva central eléctrica a gas para ser construida para 2020, de un total de 35,000 MW de nueva capacidad agregada en el mismo período (EPE, 2013).

Por otro lado, pese a la volatilidad en la demanda de energía a gas, actualmente no hay proyectos de almacenamiento subterráneo en Brasil. Un estudio del Instituto de Investigación del estado de San Paulo, IPT, sugirió el uso de diez posibles almacenes en un área del estado de San Paulo que está cerca del oleoducto Bolivia-Brasil (Iyomasa, *et al.* 2004)

Adicionalmente, varios campos de gas/petróleo casi agotados en la cuenca de Campos y bloques en tierra en el noreste de Brasil podrían usarse potencialmente para

almacenamiento de gas; sin embargo, los altos costos involucrados y la falta de un marco regulatorio impide el desarrollo de proyectos de almacenamiento de gas en Brasil.

Otra tendencia que hace pensar en el incremento de la demanda de gas es el parque automotor de vehículos impulsados con gas natural o GNC. En enero de 2014, Brasil tenía 1.162 estaciones de GNC que suministraban gas natural a casi 1,8 millones de vehículos. Si bien la flota de GNC de Brasil se encuentra entre las cinco más grandes del mundo, sigue siendo bastante incipiente, porque representa solo el 2.2% de los 81 millones de vehículos del país. Solo en 2013, unos 4.74 millones de vehículos nuevos fueron licenciados en Brasil. (DENATRAN, 2014)

En todo caso las tendencias de la oferta y consumo de gas en Brasil están vinculadas al desenvolvimiento de Petrobras como actor principal en la industria brasileña de petróleo y gas. La empresa estatal dicta el ritmo y cantidad de la producción de ambos tipos de combustible. Cabe señalar que la mayoría de empresas extranjeras petroleras son socias de Petrobras en áreas clave prospectivas como el margen ecuatorial y el presal.

El 26 de julio de 2011, el ex presidente de Petrobras, José Sergio Gabrielli, anunció unas muy optimistas perspectivas para Petrobras y la producción de petróleo y gas de Brasil. Según la presentación de Gabrielli de 2011, Petrobras planeaba invertir \$ 224.7 mil millones durante el período 2011–15: más de la mitad en el segmento de exploración y producción. Esto equivale a casi \$ 45 mil millones anuales, comparado con los \$ 25–27 mil millones de Shell por año en su plan de inversión 2011–14.

El ambicioso plan de Petrobras incluyó una inversión por un total de \$ 13.2 mil millones en el segmento de Gas y Energía, incluyendo tuberías, distribución de gas, plantas de fertilizantes, otras dos terminales de importación de GNL y centrales térmicas de hidrocarburos. Esto demuestra el mayor intento de Petrobras de convertirse en una importante empresa que integre la producción de petróleo y gas. Para lograr ese fin la empresa planeó utilizar recursos de terceros (deuda) para financiar el 36% de sus necesidades de inversión a cuatro años.

El plan 2011-15 también preveía \$ 127.5 mil millones en exploración/producción, de los cuales \$ 64.3 mil millones se asignaron al presal, un salto de casi el 100% en comparación con el plan de negocios 2010–14 (que destinó \$ 33 mil millones para la inversión presal). Al mismo tiempo, previó que la producción de hidrocarburos aumentaría a 6.42 MBOE/d en 2020 de 2.77 MMBOE/d en 2011. Se pronostica que la producción nacional de petróleo aumentará a 4.91 MMbbl/d en 2020 y producción nacional de gas a 1.12 MMBOE/d (68 Bmca) desde 435 MBOE/d sobre el mismo período. En 2012, el plan se revisó a la baja con una producción de petróleo proyectada para 2020 de 4.2 MMbbl/d.

El Plan Estratégico 2030 de Petrobras, aprobado por la junta directiva y anunciado en febrero de 2014, ofreció un escenario mucho más conservador, con una producción promedio de Petrobras de 2.9 MMbbl/d en el período 2013–20 y 3.7 MMbbl/d en el período 2020–30, una reducción significativa en comparación con el Plan 2011-15. Por primera vez, Petrobras proporcionó una visión general de la producción de terceros en Brasil, pronosticando una producción total de petróleo de 5.2 MMbbl/d en el período 2013-2020.

El Plan Estratégico 2030 prevé una inversión total de \$ 220 mil millones para el período 2014-18, de los cuales se asignan \$ 153.9 mil millones para exploración y producción: \$ 80 mil millones en presal y \$ 10.1 mil millones en Gas y Energía. De hecho, a pesar de informar problemas financieros, Petrobras todavía planea gastar la asombrosa cantidad de \$ 45 mil millones por año.

Aunque los diversos planes quinquenales proporcionan un perfil de inversión muy alto, más de \$ 220 mil millones, los objetivos de producción para 2020 se han reducido de 4,9 MMbbl/d a 3,7 MMbbl/d de petróleo y condensados. Esto destaca el aumento de los costos y las dificultades de gestión de proyectos que enfrenta la empresa.

Según las proyecciones de Petrobras y de otras industrias, sustentadas por Coelho (2019), se espera que el suministro de gas natural doméstico alcance 261 Bmca en 2030, después de deducir el volumen requerido para el uso interno de Petrobras y reinyección. El Acuerdo de Suministro de Gas Bolivia-Brasil expiró en 2019, y Petrobras realizó

negociaciones para renovar el contrato. Las proyecciones de suministro de Petrobras sugieren que las importaciones bolivianas permanecerán en el mismo nivel actual, alrededor de 11 Bmca, aunque es cuestionable si las reservas de Bolivia cumplirán esos requisitos. Mientras tanto, Petrobras ha anunciado su intención de invertir en nuevas áreas de exploración de gas en Bolivia en un intento por revertir la disminución de reservas de gas de su vecino.

Además de su contrato de 11 Bmca con Brasil, YPFB de Bolivia firmó dos acuerdos de suministro con ENARSA de Argentina: un contrato de suministro con la obligación de entrega de 13.9 Bmca para abril de 2015 y un contrato discontinuo en virtud del cual entregó 1.2 Bmca en 2013. Según YPFB, el contrato en firme con ENARSA expira en 2026 y prevé suministros máximos anuales de 9.9 Bmca, sujeto a que Argentina expanda su sistema de transporte en la parte norte del país para acomodar volúmenes adicionales.

Al aumentar Bolivia el suministro de gas a Argentina a 7.3 Bmca en 2019 y mantener el mismo volumen en su contrato con Brasil, así como el mismo nivel de suministros para su mercado interno y para usos de exploración y producción (4.3 Bmca), necesita aumentar sus reservas de los 11 trillones de pies cúbicos (Tcf) actuales a 16 Tcf para comprometerse a realizar acuerdos de suministro de gas a 20 años.

El pronóstico de oferta y demanda asume diversos escenarios para suministro de gas desde Bolivia y demanda total de gas en Brasil. En un primer escenario el Acuerdo de Suministro de Gas de Bolivia con Brasil se renueva por 20 años más con el mismo volumen que en el contrato existente (11 Bmca), mientras que, en un segundo escenario, los suministros anuales bolivianos a Brasil caen a 5 Bmca.

En este contexto, bajo el primer escenario de suministro, el gas boliviano y doméstico combinado será suficiente para cumplir con la demanda inflexible de energía, al punto que las importaciones de GNL para cumplir con la demanda flexible podrían llegar a 7 Bmca en 2018, cayendo a 5 Bmca en 2020 a medida que haya más gas doméstico disponible.

En cambio, de acuerdo con el segundo escenario de suministro, parte de la demanda firme

no será satisfecha por el gas boliviano y doméstico, lo que significa que se requerirán importaciones adicionales de GNL (un total de 13 Bmca en 2018 y 11 Bmca en 2020) para cumplir tanto con los compromisos firmes como los flexibles. En 2025, se espera que la brecha alcance los 12 Bmca. Si Petrobras revisa sus pronósticos de producción de petróleo a la baja una vez más, el resultado probable no será solo aumento de las importaciones de GNL sino también la eliminación de la demanda en el sector industrial debido al precio y cuestiones de competitividad.

Debido a la incertidumbre sobre el despacho de las centrales térmicas, Petrobras ha estado comprando volúmenes crecientes de GNL en el mercado spot o bajo contratos a corto plazo.

Petrobras importa GNL FOB principalmente de Trinidad y Tobago, Nigeria y Noruega y ha recibido varias recargas desde Europa. Según el Ministerio de Energía, a noviembre de 2013 Petrobras había gastado \$ 2.8 billones en la importación de 3.8 millones de toneladas por año (mtpa) a un precio FOB promedio de \$ 14.19/millones de Btu (MMBtu).

Según el Grupo de importadores calificados de Gas Natural (GIIGNL, siglas en inglés) (2014), Brasil importó 4,15 mtpa en 2013, un aumento de 1,7 mtpa con respecto a 2012. Además de abastecer el mercado interno de Brasil, Petrobras está comprando cargas para su mercado internacional y operaciones comerciales que no necesariamente involucran a Brasil. Además de Petrobras, hay varias empresas en Brasil que han estado tratando de desarrollar esquemas de importación de GNL para suministrar sus propios proyectos de energía. Sin embargo, han sido disuadidos por el alto precio del GNL y aún los vendedores no han proporcionado GNL con aceptables garantías de crédito a los compradores.

Existen algunas alternativas para reducir el costo de suministro de GNL en Brasil, por ejemplo, si Petrobras firma un acuerdo de compra y suministro a largo plazo para uno de los proyectos de licuefacción actualmente en desarrollo en la costa del Golfo. Esto permitiría a Petrobras adquirir GNL bajo un esquema de fijación de precios más bajos en

lugar de uno basado en precios del mercado. Otra de las iniciativas es que Brasil introduzca políticas a largo plazo que fomentan el desarrollo de la producción nacional. Esto haría probable que el suministro de gas a boca de pozo fuera entre \$ 7–8/MMBtu.

Durante 20 años, la implementación de las alternativas de abastecimiento de suministros permitiría a Brasil ahorrar \$ 18–38 mil millones. Estos ahorros son equivalentes a los ingresos de 9 a 19 años de la central eléctrica más grande de Brasil: el Itaipú de 14,000 MW, que también es la segunda planta de energía más grande del mundo y es compartida por Brasil y Paraguay.

En el desarrollo de este apartado puede notarse que Brasil representa un mercado objetivo tentador para los exportadores de gas, puesto que su aparato industrial presenta una envergadura y capacidad que garantizan una alta demanda; sin embargo, las políticas de exploración y producción que han emprendido en los últimos años han conllevado a una tendencia al autoabastecimiento, lo que podría hacer desistir a potenciales inversionistas.

CAPÍTULO 3. GASODUCTO ARGENTINA - BRASIL.

Considerando el estudio de los datos relacionados con las capacidades técnicas de la industria del gas en Argentina y las condiciones de producción y consumo de este recurso energético en Brasil, a continuación se describen las posibilidades y perspectivas de construir un gasoducto para la exportación de gas desde Argentina hacia Brasil.

3.1. Factibilidad económica

La idea de la construcción de un gasoducto Argentina – Brasil está sustentada en un escenario donde deberían cumplirse una serie de condiciones, que a la luz del estudio de la trayectoria de ambos países en materia de producción y consumo y la situación actual del mercado mundial de gas lucen improbables.

Una de las condiciones tiene que ver con la oportunidad que puede representar un sustancioso incremento de la producción de gas en Argentina, de tal magnitud que la demanda interna pueda verse satisfecha y se produzca un excedente. Esta oportunidad es poco viable si se toma en cuenta que en los últimos años en la nación argentina se ha reducido la inversión en materia de exploración de nuevos yacimientos, y muchos de los yacimientos gasíferos ya se muestran cercanos al agotamiento.

Cumplíndose la primera condición, la segunda condición que representaría una oportunidad para Argentina de exportar gas a Brasil sería si en este último país se produjera una drástica disminución de la producción, lo que parece también bastante improbable si se toma en cuenta que en los últimos años la política petrolera y gasífera brasileña ha conllevado a un sustancial aumento de producción de volúmenes de gas, especialmente presal offshore.

Desde finales del año pasado, se han implementado medidas para materializar la reanudación de la industria brasileña de petróleo y gas. Se han realizado muchas mejoras en la política energética y los resultados se están sintiendo. El fin de la obligación de

Petrobras de ser el único operador del presal, para fines de 2016, trajo la oportunidad de racionalizar el desarrollo de estos embalses.

Un volumen de inversiones significativamente mayor será atraído y aplicado. Además, por primera vez se tiene un calendario anual de subastas. Con una perspectiva de cinco años, el plan plurianual para el suministro de áreas llama la atención de los inversores sobre Brasil.

Una nueva política de contenido local ha seguido las rondas de 2017, lo cual ha aumentado el atractivo de subastas y traerá eficiencia a la evaluación de los valores comprometidos, considerando la definición de índices globales.

También se han emitido nuevas políticas de exploración y producción. Las pautas se basan en la prioridad de optimizar la recuperación de yacimientos, cuantificación del potencial petrolero nacional, intensificación de actividades exploratorias a nivel nacional y promoción de la monetización adecuada de las reservas existentes.

Se han lanzado muchos programas gubernamentales, como Combustível Brasil y Renovabio - este último centrado en el gas natural e industrias de suministro.

El Ministerio de Energía también ha publicado directrices para la unificación y Repetro (el régimen aduanero especial para la exportación e importación de activos destinados a actividades de investigación y producción de petróleo y productos naturales y gas), que se ha extendido hasta 2040. Se han diseñado contratos de concesión más atractivos, con innovaciones como la adopción de la etapa de exploración única, regalías diferenciadas para las nuevas áreas fronterizas y las cuencas maduras, así como la reducción del patrimonio neto mínimo para los no operadores e incentivos para aumentar la participación de los fondos de inversión.

Este conjunto de medidas ha producido un amplio efecto. Las cuatro rondas realizadas en 2017 han superado las expectativas y han demostrado que los inversionistas comienzan a sentirse nuevamente seguros respecto a Brasil.

Cifras de la Asociación Brasileña de Empresas de Servicios Petroleros (Abespetro) (2018) muestran que la industria del petróleo y el gas representa el 13% del PBI brasileño. Es un sector económico extremadamente importante para Brasil, porque es responsable de generar cientos de miles de empleos e inyectar miles de millones de dólares en inversiones.

Según lo informado por la Agencia Internacional de Energía (2018), Brasil es el décimo mayor productor mundial de petróleo y el mayor en Latinoamérica. En octubre de 2017, la producción de petróleo en Brasil registró 2.6 millones de barriles por día mientras que la de gas natural, a su vez, representaba 115 Mm³ por día. Desde 2005 a 2016, la producción de petróleo y gas en Brasil rindió, en participaciones gubernamentales (regalías y participaciones especiales) 295 mil millones de reales.

Estas cifras son significativas. No obstante, la industria petrolera sigue siendo una fracción de lo que podría ser en Brasil. Todo su potencial es aún desconocido. Menos del 5% de las cuencas sedimentarias se han otorgado para propósitos de exploración y solo 30 mil pozos han sido perforados hasta ahora. Por ejemplo, la porción costa afuera de la cuenca Pernambuco Paraíba y la cuenca Madre de Dios, en Acre, no tienen un solo pozo perforado.

La verdad es que con la flexibilización del monopolio en 1997 y las rondas anuales realizadas hasta 2008, ha habido una inyección de nuevos fondos en la industria, que ha mostrado cuán prometedor podría ser el potencial brasileño en las áreas petrolífera y gasífera. Este potencial no está limitado al presal y campos productores que se derivan de la segunda ronda de licitación celebrada en 2000. La novena ronda de licitación celebrada en 2007, por ejemplo, ofreció campos en la cuenca de Parnaíba. Estas áreas han dado lugar al actual Parque dos Gaviões, un centro de producción de gas natural con una capacidad de producción que supera los 8 Mm³ por día.

Sin embargo, después de la décima ronda de licitación, en 2008, las subastas se suspendieron para reanudarse sólo en 2013. Estos cinco años de brecha causaron una

disminución marcada en las actividades exploratorias a partir del año 2012.

Más tarde, esta reducción se intensificó debido a la fuerte caída del precio del petróleo y la reducción de inversiones por parte de Petrobras. Específicamente, la perforación de pozos exploratorios cayó bruscamente y, por lo tanto, los descubrimientos también se han reducido. La perforación de pozos de desarrollo también ha decaído. El escenario actual representa solo una fracción de lo que se tenía en el pasado.

Si no fuera por la capa presal y su sorprendente prospectiva, la producción petrolífera y gasífera brasileña también estaría disminuyendo, puesto que existe una disminución de la producción post-sal en alta mar. La producción en alta mar en post-sal cayó un 30% en los últimos cinco años. El número de los pozos perforados disminuyeron aproximadamente un 70% entre 2014 y 2017.

El presal es una de las mejores obras de exploración del mundo, con los mayores descubrimientos en alta mar de la última década. Un campo presal produce, en promedio, más de 30,000 mil barriles de petróleo por día en el comienzo de su ciclo de vida. En 2017, alrededor de 80 pozos ya representan aproximadamente la mitad de la producción brasileña. Como ejemplo, un solo pozo presal produce tanto como el total del estado de Bahía, un productor tradicional de petróleo, con más de 1.300 pozos (~ 33 mil barriles de petróleo por día) y corresponde a una vez y media la producción total de la cuenca Potiguar, con alrededor de 4.000 pozos (~ 45 mil barriles de petróleo por día).

Los campos *offshore* convencionales comprenden otras oportunidades más allá del presal, que se ejecuta a lo largo de toda la costa brasileña, desde la cuenca de Foz do Amazonas hasta la cuenca de Pelotas. Estos son reservorios post-sal, que se encuentran en el este y los márgenes ecuatoriales. En 2017 estos embalses contribuyeron con alrededor del 44% de la producción brasileña.

Las actividades en tierra comprenden oportunidades, incluido el potencial restante en forma madura y nuevos descubrimientos en nuevas cuencas fronterizas, la mayoría propensas a los gases. En 2017, la producción *onshore* fue responsable de

aproximadamente 8% de la producción brasileña.

Según proyecciones de Coelho (2019), se espera que para el 2030 Brasil sea uno de los cinco países con mayor producción y exportación de petróleo del mundo, y que alcance los 260 millones de metros cúbicos de gas por día, crecimiento productivo que se verá impulsado por el presal de las cuencas Campos y Santos, el pos-sal de la cuenca Sergipe-Alagoas y el *onshore* en las cuencas Recôncavo y Solimões.

Además, la paralización de la producción gasífera en Brasil tendría que estar acompañada de un aumento sustancial del consumo, el cual si se ha registrado en los últimos años y existen factores que hacen pensar que la demanda seguirá una tendencia creciente. Uno de estos factores está asociado con el consumo de las plantas eléctricas que son alimentadas con gas y el incremento sustancial del parque automotor de vehículos impulsados con gas natural o GNC.

El gas natural compite con el etanol en Brasil por el tipo de combustible de transporte "más ecológico" y económico. El advenimiento del automóvil híbrido, que puede quemar cualquier mezcla de etanol hidratado y gasolina, dio un gran impulso al etanol y ralentizó la conversión de automóviles a gas natural. Además, después de la crisis de nacionalización en Bolivia en 2006 y en medio de la renovada demanda de gas del sector eléctrico a partir de 2008, la información sobre la disponibilidad de gas para vehículos era contradictoria, lo que asustó a los consumidores y redujo el impulso para las conversiones de automóviles.

Otros factores que contribuyen a la relativamente baja penetración de GNC en la flota de Brasil son la falta de infraestructura en todo el país con una presión de red adecuada (> 10 bar) para suministrar gas eficientemente a compresores en estaciones de GNC; continúa reticencia entre los fabricantes de automóviles en Brasil, a diferencia de países como Italia y EE. UU., para adaptarse a los kits de GNC antes de que el automóvil salga de la fábrica, preocupación generalizada en Brasil sobre la continuidad del programa de GNC debido a incertidumbre sobre el suministro de gas; la mayoría de los autobuses brasileños son de

ciclo diesel, lo que significa que el gas natural no se puede usar como combustible independiente (después de dos a cinco años, los propietarios de flotas revenden autobuses a compañías ubicadas en el interior de Brasil, donde muchos lugares no tienen estaciones de servicio de GNC).

A enero de 2014, había 2.815 consumidores de gas industrial en Brasil, de los cuales 1.349 estaban ubicados en el estado de San Paulo. (Abegas, 2014). La demanda está muy diversificada, con consumidores en todos los sectores industriales y segmentos: cerámica, vidrio, petroquímicos, acero, textiles, fabricantes de automóviles y alimentos y bebidas, para nombrar solo algunos.

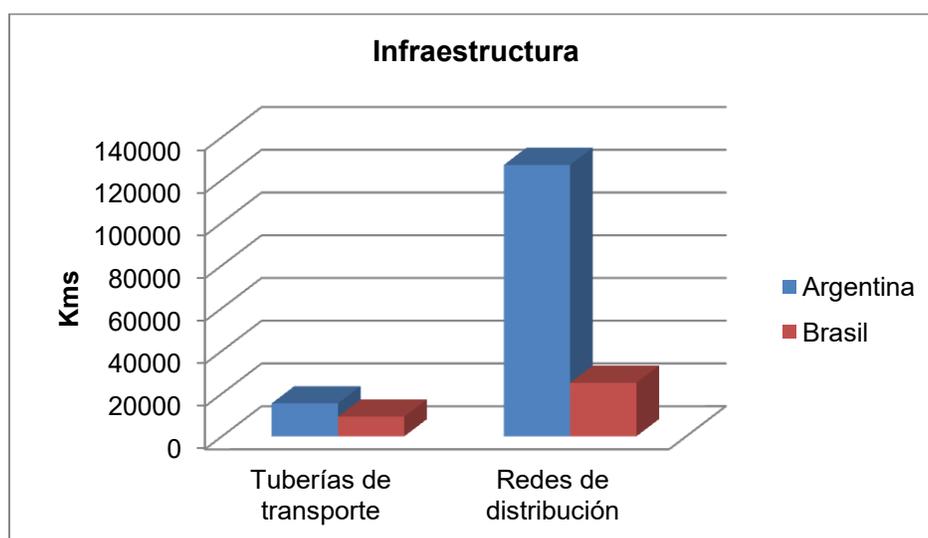
El sector industrial consumió 15 Bcma en 2013 pero la demanda industrial de gas se ha estancado desde 2011 debido a la competitividad del precio del gas y la difícil situación de la industria brasileña, que tiene que soportar altas tasas de interés, fuertes impuestos, competencia de productos chinos más baratos y la apreciación de la moneda de brasileña. Al mismo tiempo, el menor precio del gas en los Estados Unidos ha sido perjudicial para los planes de inversión en Brasil: varias industrias intensivas en energía han anunciado planes para construir nuevas instalaciones en la costa del Golfo de EE UU. Mirando hacia el futuro, se pronostica que la demanda de gas industrial en Brasil crecerá hasta los 20 Bcma para 2025 a una tasa compuesta anual de 2.3%.

El aumento de la penetración en el sector industrial depende de la capacidad del gas natural para competir con madera y carbón, que juegan un papel más importante en la combinación energética industrial, especialmente en las regiones donde la infraestructura de gas está subdesarrollada.

Por otro lado, para justificar la construcción de un gasoducto Argentina Brasil, además de un incremento cuantioso de la producción gasífera del lado argentino y de manera contraria una disminución importante de la misma en Brasil, acompañada de un aumento en el consumo, tendría que surgir la oportunidad de construir un gasoducto a bajo costo.

Como en el caso de la mayoría de los mercados emergentes de gas, Brasil carece de una

infraestructura integral de gas natural. En el nivel intermedio, hay 9,240 km de tuberías de transporte y tres terminales GNL operados por Petrobras y 25.066 km de redes de distribución operadas por distribución de empresas de gas y principalmente concentradas en los estados de Río de Janeiro y San Paulo. Hasta el momento, no se ha construido una nueva tubería en Brasil bajo la Ley de Gas de 2009. De hecho, solo desde mediados de 2010 se han agregado 150km de tubería de transporte al sistema. En comparación, Argentina tiene 15,437 km de tuberías de transporte, 127,000 km de redes de distribución y dos terminales GNL de importación.



Por otro lado, un factor competitivo que obstaculiza la construcción de un gasoducto Argentina – Brasil es la funcionalidad del gasoducto Bolivia-Brasil, puesto en servicio en 1999 y que se extiende 3.000 km desde Santa Cruz de la Sierra en Bolivia a Porto Alegre en Rio Grande do Sul en el sur de Brasil, cruzando cinco estados brasileños. Fue diseñado para transportar 11 Bcma. Además, un ducto de 362km, con capacidad de 1.0 Bcma une a Bolivia con una planta de energía en la región del medio oeste de Brasil, mientras que un gasoducto de 450 km conecta a Argentina con una central eléctrica construida por AES en el sur de Brasil. Estas dos tuberías están actualmente inactivas debido a la falta de

suministro o cuestiones relacionadas con las centrales eléctricas.

La necesidad de realizar una cuantiosa inversión en la construcción de una infraestructura para el transporte de gas desde Argentina hasta Brasil, junto a un consumo y unos precios relativamente bajos, hacen económicamente inviable la propuesta de construcción de un gasoducto Argentina-Brasil.

A pesar del tamaño de la economía de Brasil y su gran población, el consumo interno de gas natural es relativamente modesto en comparación con el de Argentina. Además, posee un clima relativamente templado (lo que significa que no hay necesidad de calefacción), aunque una inversión insuficiente en infraestructura y la falta de interés en la exploración y el desarrollo de gas no asociado se encuentran entre las razones del modesto papel del gas natural en Brasil.

Por otro lado, el consumo de gas natural ha estado creciendo constantemente en Brasil desde la puesta en marcha en 1999 del gasoducto Bolivia-Brasil. La tasa de crecimiento promedio compuesta fue de 10.8% para el período 2000-2013. El patrón de consumo de gas en Brasil difiere del de otros países emergentes en el sentido que el sector industrial representa la mayor parte de la demanda, mientras que la demanda del sector eléctrico es extremadamente variable y altamente dependiente de la lluvia y la disponibilidad de energía hidroeléctrica. Por ejemplo, en 2011 el sector industrial representó el 66% del gas total comercializado en Brasil y el sector eléctrico solo 17%. En 2013, sin embargo, el sector eléctrico representó el 43% y la industria el 46% del consumo. La participación de otros segmentos del mercado disminuyó en términos de porcentaje, pero fue prácticamente sin cambios en términos absolutos.

Varias de las plantas y refinerías de energía de Petrobras están clasificadas como autoconsumidores y reciben gas directamente de Petrobras. El primer proyecto independiente de producción y suministro de gas en Brasil fue comisionado en 2013 en el estado nortentino de Maranhao, integrando la producción de gas a partir de bloque de Parnaiba en tierra con un complejo de generación de energía de 845 MW, que consume 2

Bmca y despachos principalmente en carga base.

Después de que Bolivia nacionalizó su industria del gas (en 2006), Brasil importó el 50% de sus suministros de gas del país vecino. Más tarde, Petrobras decidió seguir una estrategia doble para diversificar sus fuentes de suministro: aumentar la proporción de gas doméstico no asociado y desarrollar la capacidad de importación de GNL.

Actualmente hay tres terminales de importación de GNL en Brasil: la primera se encargó en 2009 en el Estado de Ceará (noreste de Brasil), el segundo en Río de Janeiro y el tercero en 2014 también en el Estado nororiental de Bahía. Las conversaciones en una cuarta terminal están en marcha. En abril de 2014 Petrobras y Mitsui Group firmaron un memorando de entendimiento para llevar a cabo un estudio sobre la construcción de una terminal de GNL en el estado más austral, Rio Grande do Sul.

Los precios del gas para el usuario final en Brasil son altos en comparación con los de otros países sudamericanos e incluso mercados europeos.

El precio del gas doméstico no es transparente: los precios se fijan de manera unilateral y no discriminan entre los productos básicos y los componentes de transporte. A pesar de que el 70% del gas de Brasil es asociado con el petróleo y producido hasta 300 km de las regiones consumidoras, el gas doméstico es más caro que el gas importado de Bolivia y tiene que transportarse hasta 3.000 km para llegar a los usuarios finales. Tras una campaña liderada por asociaciones de consumidores y PMA de gas, Petrobras ha comenzado otorgando un descuento provisional en el gas doméstico.

3.2. Perspectivas

El estudio de las tendencias de producción y consumo de gas en Brasil y Argentina, y por extensión en Bolivia, llevan a estimar que durante la presente década no se producirán condiciones que justifiquen la construcción de un gasoducto Argentina Brasil, por lo que la situación en el mercado del gas relacionado con estos tres países del Cono Sur se

mantendrá invariable por varios años más.

Igualmente, dentro del estudio de las perspectivas que deben asumirse ante el proyecto de construcción de un gasoducto Argentina-Brasil están las tendencias del mercado. El mundo está pasando por una transición hacia una economía libre de carbono. La presión para reducir el consumo de combustibles fósiles ha aumentado. Los objetivos desafiantes del Acuerdo de París son un buen ejemplo de eso. Países como los Países Bajos, Francia y Alemania han anunciado sus plazos para finalizar la venta de vehículos de gasolina y diesel. Los autos eléctricos amplían su presencia en el mercado de vehículos nuevos.

Otras fuentes de energía limpia, como la solar y la eólica, también están progresando a un ritmo acelerado y a costos cada vez más competitivos. Los gobiernos están apoyando más las fuentes de energía más limpia. Las compañías petroleras están comenzando a diversificar sus negocios y asignar recursos a proyectos renovables.

La percepción de la población mundial ha cambiado. Es probable que el petróleo pierda espacio y se vuelva obsoleto a la larga. Esto confirma el pronóstico del ex ministro saudita de petróleo, Ahmed Yamani, quien había dicho el siglo pasado que la Edad de Piedra no terminó por falta de piedra y la Edad del Petróleo no llegará a su fin por falta de petróleo.

Como resultado, Brasil necesita explorar su potencial lo antes posible, generando la mayor cantidad posible de riqueza petrolera. La innovación y la tecnología deben ser aplicadas al desarrollo de improntas a estas reservas. El entorno empresarial nacional debería mejorar de manera constante, con el fin de establecer medidas para atraer capital.

Según Coelho (2019), actualmente hay pocas esperanzas de aumentar el comercio de gas natural entre los países del cono sur, incluso desarrollando una mejor interconectividad. Esto es porque todos los mercados son importadores netos y dependen cada vez más del GNL, pues aunque Brasil y Bolivia han aumentado la producción desde 2009, los volúmenes aún son insuficientes para satisfacer la demanda del mercado regional sin recurrir a las importaciones de GNL, mientras que en Argentina desde el 2006 había aumentado la demanda y disminuido la producción, hasta hace poco que se registró

nuevamente un incremento en la producción de gas shale.

Además, los factores geopolíticos son un obstáculo para una mayor integración del gas natural en la región, particularmente los problemas fronterizos a largo plazo que involucran a Chile, Bolivia y Perú. Sería lógico y más barato que Chile importara gas de Bolivia o GNL de Perú, en lugar de Trinidad y Tobago o Guinea Ecuatorial. Combinados, los países del cono sur se suman a un importante mercado de importación de gas que comercializaba más de 33 Bmca en el 2013, un volumen que es casi equivalente al de los mercados individuales de Malasia, España o los Países Bajos. Todos los países del cono sur importan gas a precios del mercado o por contrato; y a pesar de la interrupción causada inicialmente por la nacionalización de los activos de gas en Bolivia y Argentina, no ha habido interrupción en los suministros desde que Argentina suspendió las exportaciones.

Hay un fuerte impulso para el GNL en el Cono Sur, pero los principales mercados importadores, Brasil y Argentina, no están dispuestos a celebrar acuerdos de suministro a largo plazo. En Argentina, la calificación crediticia y la capacidad de pago a largo plazo del único comprador, ENARSA, parece disuadir la realización de contratos a largo plazo. En Brasil, la incertidumbre sobre la demanda del sector eléctrico mitiga estos contratos.

Hay pocas esperanzas de que Brasil presente grandes ofertas de exploración en los próximos años, aunque la nación carioca parece tener la base de recursos para desarrollar gas de esquisto. Sin embargo, el tamaño del país, el escaso conocimiento sobre el gas y su uso, una infraestructura naciente y la falta de incentivos proporcionados por el gobierno podrían significar que el gas de esquisto no se desarrolle hasta más allá del 2025.

Juntos, Argentina y Brasil representan un mercado cada vez más importante para las importaciones de gas natural, que excede los 30 Bmca. En 2013, la importación combinada de GNL de estos países alcanzó 9.1 mtpa y es probable que la tendencia se repita en el largo plazo. Ambos mercados también son estacionalmente anticíclicos con el hemisferio norte, que ofrece oportunidades adicionales para un arbitraje estacional.

CONCLUSIÓN

A la luz de los datos obtenidos en torno a la realidad del mercado de gas natural donde participan tres de los principales países productores del Cono Sur (Argentina, Brasil, Bolivia) se debe señalar que en el estudio de las condiciones técnicas y de mercado para la exportación de gas a Brasil por parte de Argentina el resultado es la poca sustentabilidad de la construcción de un gasoducto Argentina Brasil desde el punto de vista económico, financiero y logístico.

En primer lugar, respecto a las posibilidades técnicas de que en Argentina se encuentren nuevos yacimientos de gas natural, las mismas resultan remotas, no tanto por el hecho de que no se hayan producido nuevos hallazgos de depósitos de gas, sino porque no están dadas las condiciones para que se realicen inversiones destinadas a la producción de nuevos yacimientos. Una de estas condiciones es la confianza de los inversionistas, y al respecto vale señalar los resultados de una encuesta del Instituto Fraser, donde se pulsó la opinión de 864 personas, que representan a 762 empresas en el sector de petróleo y gas. Específicamente, los encuestados dijeron considerar algunas regiones de Argentina como poco confiables para la inversión.

Evidencia de esta falta de interés en los inversionistas es el hecho de que pese a que en el 2012 YPF S.A. anunció un plan de exploración de los yacimientos en producción y algunos agotados (por ejemplo, Bolsones Intermontanos y Chacoparanaense) no se pusieron en operación nuevos yacimientos y la producción siguió disminuyendo, por lo que sólo ha habido ligeros incrementos en las reservas de gas. Específicamente, de 332.494 de MM3 de reservas comprobadas de gas en el 2011 se registraron 355.460 MM3 en el 2017, es decir, apenas hubo un incremento de 0,6% como producto de estos esfuerzos. Esto conllevó a que en el 2017 el Ministerio de Energía y Minería realizara un nuevo anuncio de exploraciones, esta vez de las cuencas Marina Austral y la Cuenca Malvinas Oeste, pero aunque no se tienen cifras precisas al respecto los resultados son similares al plan anterior.

La tendencia en el consumo y comercialización del gas natural en Argentina también

afecta la factibilidad técnica de la construcción de un gasoducto entre Argentina y Brasil. Este recurso constituye la base fundamental de la matriz energética argentina desde hace más de 10 años y el consumo se ha incrementado anualmente a una tasa superior al 3% lo que ha conducido a una duplicación del consumo cada dos décadas.

En este particular, los expertos consideran que el gas natural continuará representando el principal componente de la matriz de energía en Argentina; sin embargo, es claro que frente a los retos globales y locales que supone su alto consumo y las necesidades de países vecinos (por ejemplo, Brasil y Chile), para Argentina resulta esencial la búsqueda de una mayor sustentabilidad en el desarrollo de la industria gasífera y un gasoducto que le permita llevar gas hasta Brasil no parece una buena propuesta en este sentido.

Por otra parte, en cuanto a la identificación de las características de Brasil como mercado objetivo y la potencialidad de las mismas desde el punto de vista de la factibilidad de un gasoducto Argentina – Brasil, vale decir que la propuesta también resulta inviable porque a pesar de que este último país registra una creciente demanda de gas natural, su producción gasífera también se ha incrementado en los últimos años y esto ha conllevado a una disminución de las importaciones de este recurso energético. Específicamente, en 2014 la producción de gas se ubicaba en 89 MMm³/día e importaba 52,9 MMm³/día, mientras que en la actualidad Brasil produce 129 MMm³/día e importa 24,5 MMm³/día para satisfacer la demanda.

Por otro lado, actualmente la demanda de gas natural de Brasil es satisfecha principalmente a través de la importación desde Bolivia, por lo que este significa un fuerte competidor para la opción de construir un gasoducto Argentina-Brasil, aunque la capacidad competitiva boliviana tiende a disminuir.

Argelia es otro de los países proveedores que representa un factor a considerar dentro de una propuesta de construcción de un gasoducto Argentina-Brasil, pues aun cuando las importaciones brasileñas llevan un ritmo decreciente en los últimos años, el volumen de GNL importado se ha mantenido relativamente estable. En los años 2017 y 2018 Brasil

importó 29 MMm³/d y en 2019 disminuyó un poco, alcanzando un volumen de 24,5 MMm³/d.

Finalmente, en cuanto al estudio de los posibles costos que acarrearía la construcción de un gasoducto Argentina Brasil y si estos serían recuperables, también puede apreciarse lo poco factible que resultaría dicha propuesta, especialmente del lado argentino, pues no se prevé que Argentina retome las rutas de exportación de gas natural que tenía hasta 2004, cuando exportaba gas a Brasil, Uruguay y Chile, aunque en los dos últimos años ha podido exportar gas shale. Las razones son tanto económicas como políticas, pues aparte de necesitar cuantiosos recursos que por ahora no están disponibles, el consumo interno ha crecido desproporcionadamente y la política oficial es no exportar gas hasta que no se haya satisfecho la demanda interna.

Por otra parte, las grandes obras de infraestructura energética requieren varios miles de millones de dólares por lo que se necesitaría mucho capital intensivo. A estos costos debe sumarse tanto el tiempo asociado a los requerimientos de producción como al transporte del combustible procesado, lo que implica al menos de 5 a 10 años.

Aunque escapa al alcance de esta investigación determinar con exactitud los montos que requeriría construir un gasoducto Argentina-Brasil, vale precisar que la cifra es tan cuantiosa que ni siquiera Petrobras con el monopolio del 84% del mercado del gas brasileño cuenta con la disponibilidad de recursos para abordar un proyecto de tal envergadura, por lo que necesariamente se requerirá de financiamiento externo.

Precisamente, desde la perspectiva de la consideración de la recuperación de la inversión también, vale decir que el proyecto de construcción de un gasoducto para transportar gas desde Argentina hasta Brasil a todas luces resulta inviable, puesto que para poder sufragar los costos que representan la construcción de un gasoducto Argentina-Brasil se tendría que recurrir a préstamos con organismos financieros multilaterales (por ejemplo, Banco Mundial, Corporación Andina de Fomento, Banco Interamericano de Desarrollo, entre otros), lo que equivale a mostrar una buena tasa de recuperación, algo que parece un tanto

difícil en este contexto.

En este particular, asumiendo que los costos asociados a los requerimientos productivos y de transporte requieren de capital intensivo durante aproximadamente un quinquenio, siendo optimistas, esto implica que se requerirán de dos a tres décadas más para alcanzar una adecuada amortización de costos.

Asimismo, por el lado de la rentabilidad también puede resultar poco factible el gasoducto Argentina-Brasil, por cuanto los precios del gas tienden a ser fluctuantes a la baja, especialmente considerando que fuentes alternativas energéticas se encuentran en desarrollo y amenazan con terminar con la era de los combustibles fósiles.

Bibliografía

- Asociación Nacional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe – ARPEL (2016) Tendencias del Sector Gas Natural en América Latina y el Caribe http://oilproduction.net/files/ej02_2016_tendencias_del_sector_gas_natural_en_alc.pdf
- Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), (2010). Parque Tecnológico da UFRJ manterá foco em óleo e gás. Disponible en <http://eprints.ucm.es/46104/1/T39528.pdf>
- Bercovici, G. (2015) Petróleo y soberanía energética en Brasil Universidad de São Paulo. https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/16851/AD_2015_19_art_30.pdf
- Coelho, J. M. (2019)
- de las Heras, J. G. (2005) Análisis comparativo de gasoductos virtuales frente a otras alternativas de abastecimiento energético. Instituto tecnológico de Buenos Aires. <https://ri.itba.edu.ar/handle/123456789/194>
- Decreto nº 3.371/00 24 de febrero de 2000. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3371.htm
- Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., Nadal, G. y Contreras Lisperguer, R. (2019) Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina Aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles CEPAL https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44596/1/S1801057_es.pdf
- Garcia Ribeiro, Cássio; Tahan Novaes, Henrique petrobras 60 años: avances y retrocesos en el desarrollismo brasileño América Latina Hoy, vol. 72, 2016, pp. 41-58 Universidad de Salamanca Salamanca, España <https://www.redalyc.org/pdf/308/30845990004.pdf>
- Gil, S. (2006) Gas Natural en la Argentina: Presente y futuro. Universidad Nacional

General San Martín

- Gil, S., Givogri, P. y Codesiera, L. (2015) El Gas Natural en Argentina. Propuestas Período 2016-2025 <http://www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=3555>
- Grupo Coppan SC (2006) El gran gasoducto del sur: ¿realidad o quimera? Economía América Latina Mayo 5, 2006 http://biblioteca.cide.edu/Datos/COPPAN/2006/mayo/050506El_gran_gasoducto_d_el_sur_realidadoquimera.pdf
- https://www.researchgate.net/publication/290488847_Gas_Natural_en_la_Argentina_a_Presente_y_futuro
- Instituto Argentino del Petróleo y del gas, (2019) La industria argentina de los hidrocarburos. <http://www.aogexpo.com.ar/OverviewEN.pdf>
- Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” (2010) informe: evolución de las reservas de hidrocarburos en Argentina en la década de 2000 (Con datos de reservas al 31-12-2009) http://www.iae.org.ar/especiales/Informe_reservasdecada2000.pdf
- Kozulj, R. (2005) Crisis de la industria del gas natural en Argentina. CEPAL. Santiago de Chile. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6279/1/S053153_es.pdf
- León, X. y Bonilla, O. (2008) Integración Energética en Latinoamérica y conflictos Socio ambientales Quito, http://www.fes-ecuador.org/fileadmin/user_upload/pdf/330%20ENECON2008_0484.pdf
- Ley 11.909/09 04 de marzo de 2009. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm
- Ley 9.478/97 6 de agosto de 1997 http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm
- López, I. (2015) Redes de transporte de gas natural. Optimización de la logística de abastecimiento. Argentina [2014-2030] <http://www.ceare.org/tesis/2016/tes14.pdf>
- Mathias, M. y Cecchi, J. C. (2010) Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado,

Presente y Futuro <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=12212>

- Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2010) Plano Decenal de Expansão de Energia. Disponible en: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1665-85742010000200002
- Olmedo, J. (2008) Integración energética en el Cono Sur. Desafíos sobre el abastecimiento a largo plazo Sao Pablo. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00713.pdf>
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (2014) ¿El desarrollo de los recursos de gas natural en América latina y el Caribe podría convertirse en una fuente de energía competitiva? <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0353.pdf>
- Pacheco, H. (2009) Panorama global de la expansión de tuberías de gas natural, petróleo y otros productos Infraestructura de tuberías como mecanismo de integración de regiones. <http://www.offnews.info/downloads/EnerdossierInforme01042010.pdf>
- Plan de Negocios 2009-2013 – Petrobras (2010) [http://www.petrobras.com/data/files/8AC4FB983515CB1E01355CFC3B88162A/PN%202011-15_Esp%20\(1\).pdf](http://www.petrobras.com/data/files/8AC4FB983515CB1E01355CFC3B88162A/PN%202011-15_Esp%20(1).pdf)
- Sabbatella, I. (2017) Neoliberalismo e integración “de hecho” en el Cono Sur: Argentina como exportadora de hidrocarburos <http://www.scielo.org.co/pdf/desa/v30n1/0124-4035-desa-30-01-00173.pdf>
- Sánchez Pantaleón, N. (2007) Técnicas y metodología de la investigación jurídica. Livrosca. Caracas.
- Sosa, Alberto J. y Dirie, M. C (2018) Argentina y Brasil: industrialización, contexto internacional y relaciones bilaterales 1940-2010 / Alberto J. Sosa; María Cristina Dirie. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires <http://www.amersur.org/wp-content/uploads/2018/06/Argentina-y-Brasil.-Industrializacio%CC%81n-contexto->

internacional-y-relaciones-bilaterales-1940-2010-Libro-completo-AmerSur-2.pdf v

- Tapia, H. y Torres, C. (2007) Abastecimiento de Gas Natural Santiago de Chile.
<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno07/gas/objetos/Abastecimiento%20de%20Gas%20Natural.pdf>
- Villegas Quiroga, C. (2004) Privatización de la industria petrolera en Bolivia :
trayectoria y efectos tributarios en La Paz
<http://bibliotecavirtual.clacso.org.ar/Bolivia/cides-umsa/20120903113021/petrolera1.pdf>