



Universidad de Buenos Aires

UBA

Buenos Aires - Argentina

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria
Energética

MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

Tesis:

“Evaluación del impacto de la explotación del yacimiento de Vaca Muerta para lograr el autoabastecimiento con gas no convencional en Argentina a mediano plazo y propuestas de financiamiento de las inversiones necesarias, a través de nuevas alternativas de uso del gas”.

MAESTRANDO: Cdor. Diego R. Adolfo

DIRECTORA DE TESIS: Lic. María Fernanda Martínez

Buenos Aires, junio 2019

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mi tutora Lic. MARIA FERNANDA MARTINEZ, pues sin ella este trabajo no hubiese existido, a su predisposición, generosidad y ayuda que fue inmensa. Sin dejar de resaltar, la paciencia que me tuvo, la energía positiva con la que me recibí a cada momento, la pasión con la que se dedicó al tema y mis consultas y por su ayuda desinteresada, MUCHAS GRACIAS.

A mis amigos y compañeros del trabajo, por haberme acompañado en este proceso y alentarme a que concrete el proceso de finalización de la presente tesis.

A mi familia y amigos de toda la vida, quienes me ayudaron desde su lugar y apoyaron en todo momento.

Y por último a las autoridades del ENARGAS, que me dieron la oportunidad de aplicar y consolidar los conocimientos aportados por la Maestría en Energía.

Índice

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	OBJETIVOS DEL TRABAJO	6
2.1.	Objetivo general.....	6
2.2.	Objetivos específicos	6
2.3.	Planteamiento del Problema.....	6
3.	GAS NATURAL.....	8
3.1.	Breve Historia del uso del Gas Natural en la Argentina.....	9
4.	IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN ARGENTINA	16
5.	SHALE GAS	22
5.1.	El shale gas en Argentina y Vaca Muerta	24
5.2.	La factibilidad del autoabastecimiento	25
6.	ANÁLISIS DE OFERTA Y DEMANDA DE GN	29
6.1.	Análisis de la Oferta de GN	31
6.1.1	Precios	31
6.1.2	Oferta de Gas Natural	37
6.1.3	Proyección de oferta.....	39
6.1.3.1	Proyección de oferta de Gas Natural Hipótesis Optimista (Academia Nacional de Ingeniería)	39
6.1.3.2	Proyección de la Oferta de Gas Natural según Área de Pensamiento Estratégico (Hipótesis de desarrollo lento)	44
6.1.3.3	Proyección de la Oferta de Gas Natural según Área de Pensamiento Estratégico (Hipótesis de desarrollo Rápido)	47
6.2.	Análisis de la Demanda de GN.....	51
6.2.1	Proyección de la Demanda de Gas Natural con poco crecimiento de GNC y GNL	54
6.2.2	Proyección de la Demanda de Gas Natural con alto crecimiento de GNC y GNL.....	57
6.3.	Análisis de Oferta y Demanda de Gas Natural en distintos escenarios	59
7.	NUEVOS MERCADOS PARA EL GNL.....	64
7.1.	GNL para transporte vehicular	64
7.2.	Acciones para aumentar el uso de GNL en Argentina	67
7.3.	Los costos de la licuefacción	72
8.	DESARROLLO DE POLÍTICAS PÚBLICAS	74
8.1.	Utilización del gas natural para lograr eficiencia	74
8.2.	Políticas públicas para impulsar el GNL en Argentina	76
9.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	84
10.	REFERENCIAS	87

1. INTRODUCCIÓN

Históricamente Argentina, destinó la mayor parte de sus inversiones energéticas a la explotación de petróleo y gas convencional. Específicamente, el gas natural desde su descubrimiento en la Argentina, ha ido incrementado su producción hasta finales de la década del '90. Tales eran los niveles de gas natural producidos en el país, que se podía exportar a otros países de la región como Chile y Brasil.

La industria del gas natural para la matriz energética Argentina y para la economía, es una fuente de bienestar, competitividad, trabajo, apoyo al sector productivo, aportando un gran valor al desarrollo social y económico de nuestro país. Internacionalmente, es reconocida por sus altos estándares de calidad de servicio, su historia y desarrollo.

Sin embargo, en estas últimas décadas, se observó el inicio del agotamiento de las reservas, que, sumada a la nula producción y exploración de nuevos pozos, consecuencia de la efímera inversión de las petroleras, generaron una situación desfavorable para el país, con necesidades insatisfechas en temporada pico y la compensación con grandes importaciones desde Bolivia y GNL de distintos países.

El deterioro en el precio del gas en boca de pozo y los exagerados precios de importación, sumados a la falta de exploración y explotación de los yacimientos, generan una situación de desabastecimiento interno. La erosión de la balanza comercial y de pagos año a año fue creciente y preocupante. En este marco los especialistas en el tema han generado un debate, sobre cómo corregir este problema estructural, volviendo a establecer la meta de conseguir el autoabastecimiento y volver a exportar.

Desde 2011, Argentina sabe que es factible la extracción de shale gas desde la cuenca neuquina de Vaca Muerta. Si bien, ya en la década del '90 se conocía que esta zona contaba con recursos excepcionales, no se disponía de la tecnología necesaria para explorar y explotar. Actualmente, Argentina está posicionada como el segundo país con mayores reservas recuperables del mundo, solo superado por China.

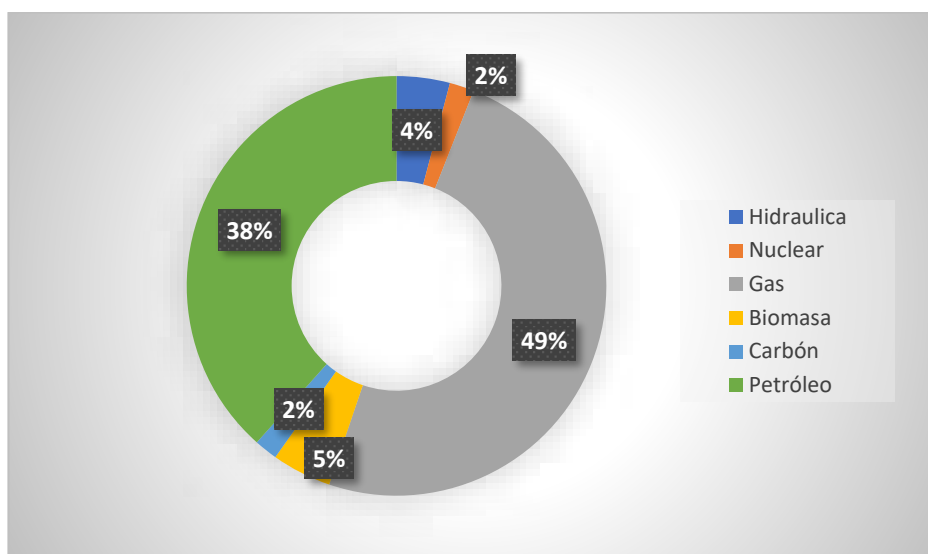
Cabe recordar que durante 2011 se presentaron tres estudios que evaluaban el potencial del shale gas en Argentina. En tal sentido, el Departamento de Energía de Estados Unidos, concluía que la Argentina se encontraba en el podio de los países con mayores depósitos de gas no convencional. Los otros dos estudios, uno de la Secretaría de Energía y otro de la Dirección Provincial de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén, concluyeron en volúmenes semejantes para la formación de Vaca Muerta (Codeseira 2013)¹.

Como país de referencia, Estados Unidos, desde 2005 hasta la actualidad, tuvo la posibilidad de desarrollar intensivamente la extracción de gas natural no convencional en sus cuencas. Esto permitió que las importaciones netas, que representaban más del 11%, se redujeran al 1%. Esto, además de disminuir la dependencia de esta nación del gas extranjero, trajo consigo un desacople entre los precios del gas y los del petróleo.

El 87% de la matriz energética de Argentina depende de los hidrocarburos, y de esa participación el 49% corresponde al gas natural, como muestra en el gráfico N° 1. Por la escasez de gas natural en los momentos de pico (periodo invernal), el país está obligado a importar tanto gas natural de Bolivia (GN) como gas natural licuado (GNL) para cubrir los déficits, a precios superiores a los que se extrae y comercializa internamente. Esto genera problemas macroeconómicos para equilibrar la balanza comercial, por lo que Argentina se ve envuelta en un gran problema estructural y coyuntural que complejiza todo el panorama.

¹Tesis: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta.

Gráfico 1: Matriz energética primaria. Argentina 2016.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía (ex Ministerio de Energía y Minería Argentina).

Por ello, la expectativa es que en el corto plazo se pueda sustituir la importación de GNL y GN de Bolivia. Considerando lo mencionado, para no depender de las importaciones y lograr revertir la balanza comercial, se requiere una explotación del shale gas acorde a las necesidades del país y de las políticas públicas orientadas en el desarrollo de este recurso, para generar suficiente volumen que permita a la Argentina exportar GNL. Para ello se requerirán políticas y estrategias abocadas al sector energético y pensadas para el largo plazo.

El desarrollo del gas no convencional en Argentina es más que una oportunidad y un desafío, es una exigencia para lograr el autoabastecimiento, el reemplazo de las importaciones, disminuyendo el déficit en la balanza comercial, constituyendo una nueva oportunidad para exportar gas natural hacia países limítrofes, como así también, exportar GNL hacia el mundo.

2. OBJETIVOS DEL TRABAJO

2.1. Objetivo general

El presente trabajo tiene por objetivo evaluar el impacto de la explotación del yacimiento de Vaca Muerta para lograr el autoabastecimiento con gas no convencional en Argentina a mediano plazo y proponer el apalancamiento de las inversiones necesarias, a través de nuevas alternativas diversas al uso del gas natural.

2.2. Objetivos específicos

- Conocer la evolución histórica de la explotación y consumo de gas natural en Argentina.
- Caracterizar la relación bilateral entre Bolivia y Argentina por la comercialización de gas entre el 2006 y el 2019. Como así también analizar la importación de GNL.
- Estudiar las bondades del shale gas y la oportunidad de Argentina en Vaca Muerta.
- Determinar el contexto actual que atraviesa el país para llevar adelante las inversiones requeridas para la explotación del yacimiento de Vaca Muerta.
- Analizar la oferta y demanda de gas natural en Argentina y proyectarlas para el 2030 mediante escenarios conservadores y optimistas.
- Indagar sobre las alternativas para desestacionalizar e incrementar la demanda de gas a través del consumo interno de gas natural en los medios de transporte, mediante la utilización del GNL y aprovechar la exportación del excedente.

2.3. Planteamiento del Problema

Conforme el objetivo nacional se concentra en la ampliación y el crecimiento de los recursos energéticos gasíferos del país, se verifica la necesidad de alcanzar una estrategia que permita desarrollar Vaca Muerta en el mediano y largo plazo, a la vez que aventure a la industria en las ganancias de eficiencias y competitividad necesarias para solventar un proceso autosostenido y de relevancia.

En tal sentido, actualmente se observa una demanda madura, que debe fomentarse sobre la base del crecimiento de sectores que resultan intensivos en el uso del gas, como lo es la industria en general, especialmente la petroquímica, y el GNL y su intermediación derivada en la exportación, que implicará una utilización masiva del gas a gran escala.

Ahora bien, la hipótesis relevante es cómo alcanzar en el mediano plazo el crecimiento de la demanda de gas, que permita mayores sinergias económicas e implique un mayor retorno en el sector, a medida que se incremente el energético producido en Vaca Muerta. En este marco, se propone analizar la potencialidad de publicitar el uso del gas en la propulsión del transporte a nivel nacional: en vehículos livianos y pesados, en buses urbanos, interurbanos y de larga distancia, en la logística pesada de transporte a lo largo de las rutas nacionales. Dicha asignación permitiría obtener los mejores precios y rentabilidades en el uso del gas, a la vez que propiciaría un entramado de tecnologías y desarrollo industrial asociado (industrias PYMES de cilindros, compresores, surtidores, ingenierías de proceso).

Por ende, la pregunta que se amerita: ¿Podrá llevarse con éxito el desarrollo de Vaca Muerta para la explotación de shale gas, en un mercado maduro, que permita obtener la mayor rentabilidad de los proyectos de inversión, de tal forma que en el mediano plazo se puedan realizar las inversiones de manera sistemática y se permita el autoabastecimiento, además de generar un excedente de gas natural para ser exportado?

A continuación, se esbozarán diversos análisis cualitativos, regulatorios y cuantitativos que darán sustento al planteo previsto en la presente tesis.

3. GAS NATURAL

El gas natural es un hidrocarburo que puede encontrarse en yacimientos, sólo o en compañía de petróleo. En el primer caso se denomina gas libre mientras que el segundo se conoce como gas asociado. Su componente esencial es el metano (CH₄)² (Arias, 2006).

El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, la generación eléctrica, el sector residencial (incluyendo segmento comercial) y el transporte de pasajeros. Ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia.

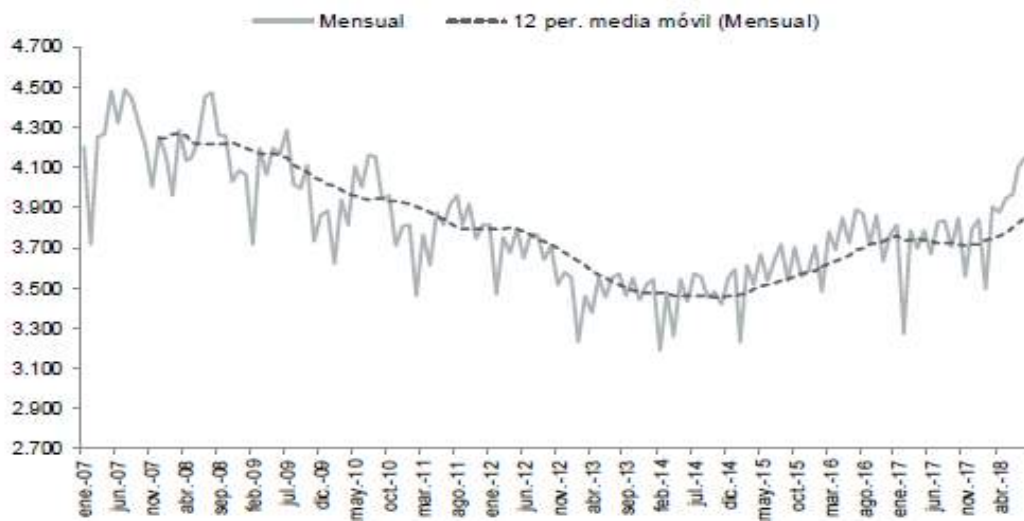
Adicionalmente, el gas natural es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes.

A su vez, el GNL es gas natural licuado. Es decir, es gas natural sometido a un proceso de licuefacción. Dicho proceso consiste en llevarlo a una temperatura aproximada de -160° C con lo que se consigue reducir su volumen en 600 veces. Esto permite transportar una gran cantidad de gas en buques llamados metaneros, siendo este vehículo lo más utilizado por la capacidad de transporte. El GNL se halla en estado líquido mientras que el gas seco, (que viaja por el gasoducto) se encuentra en estado gaseoso (Arias, 2006).

El siguiente gráfico muestra la evolución de la producción de gas en Argentina en los últimos diez años. Desde 2007 se registró una tendencia bajista, que logró repuntar en 2015, pero que no llegó a posicionarse en los niveles anteriores a la reducción de la producción.

²La molécula de gas está compuesta por un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno, que se representan con la fórmula (CH₄). Muchos de los hidrocarburos en el gas natural son saturados, lo que significa que cada átomo de carbono se enlaza a otros cuatro de hidrógeno. Que se conocen como alcanos, parafinas y alifáticos.

Gráfico 2. Producción de gas en Argentina. En MMm3. Período 2007-2018.



Fuente: IAE (2018).

3.1. Breve Historia del uso del Gas Natural en la Argentina

Hacia el año 1824, Argentina comenzó a vislumbrar las bondades del gas extraído del carbón, ya que aún no se generaba gas natural a partir de la explotación de yacimientos hidrocarburíferos. Con dicho gas se comenzó a iluminar la “Pirámide de Mayo”.

Luego, entre 1853 y 1890, se realizó el alumbrado mediante faroles de gas en las proximidades a la Plaza de Mayo y se sancionó la Ley de Alumbrado Público. Este recurso era producido en la usina generadora ubicada en la zona de Retiro, denominada “Bajo de las Catalinas”. La zona era próxima al Río de la Plata, lo que favorecía a las barcazas que transportaban el carbón para la elaboración de gas. Una vez producido, se transportaba mediante conductos de losa de barro instalados en el subsuelo de las calles céntricas de la ciudad. Rápidamente este proceso se extendió otorgándole iluminación a los barrios más alejados (Jensen, Zamora y Rimancus, 2019).

Por el año 1910, la empresa de capitales ingleses “La Primitiva de Gas de Buenos Aires”, firmó un contrato con la Municipalidad de Buenos Aires para comenzar a vender gas como fuente de consumo hogareño. Con el estallido de la Primera Guerra Mundial, se produjo la caída de las importaciones de carbón, que hizo aumentar los precios del gas (Jensen et.al., 2019). Así se canceló el contrato de iluminación mediante el uso de

este recurso. Esta medida fue acompañada, a su vez, por el crecimiento de la iluminación eléctrica en el país.

En la década del '40, el gas comercializado se destinaba al consumo hogareño. Se convirtió en un negocio mucho más atractivo y con un potencial de crecimiento enorme. La Primitiva de Gas lanzaba campañas publicitarias del uso del gas en el hogar presentándolo como un servicio moderno y eficiente en comparación al uso de la leña y el carbón vegetal. Así en 1940, ya abastecía aproximadamente a 105.000 usuarios (Jensen, et.al., 2019).

En el gobierno del General Juan Domingo Perón se creó la Dirección General de Gas del Estado³. Fue concebido como un ente autárquico de la petrolera nacional YPF, con el objetivo de distribuir y comercializar el gas natural que se extraía en Comodoro Rivadavia. Para distribuirlo, fue necesaria la construcción del Gasoducto que uniría Comodoro Rivadavia con Buenos Aires. El ingeniero Julio Canessa estuvo a cargo del proyecto (Cyt-ar, 2019).

Figura 1: Logo de la Dirección General de Gas del Estado.



Fuente: Cyt-ar (2019).

El Ingeniero Canessa le escribió una carta al Gral. Perón, donde reflejaba la importancia de la obra que se proponía realizar (La Baldrich, 2017):

“...Señor Presidente de la República Argentina, hoy vengo a solicitar la autorización del Gobierno de la Nación para construir el Gasoducto

³Fecha de creación 01/01/1946.

Comodoro Rivadavia-Buenos Aires, que le permitirá a nuestra patria lograr su independencia energética, realizando una apreciable economía de combustibles, poner en movimiento ingentes reservas no aprovechadas y acrecentar el bienestar de la población. Lo haremos con ingenieros, técnicos y obreros argentinos. Tendremos muchas dificultades, pero las venceremos porque tenemos claro el objetivo (...) No faltarán, Señor Presidente, quienes digan que obras de esta naturaleza son impracticables para la técnica actual, que es más conveniente seguir importando carbón de Europa, pues caso contrario no nos comprarán más nuestros productos primarios; en fin, se escucharán todos los argumentos que desde muchos años atrás se esgrimen, llevándonos al convencimiento de que somos una colonia y no un país económicamente independiente...”

Respuesta del Presidente: “...Vaya y haga...”

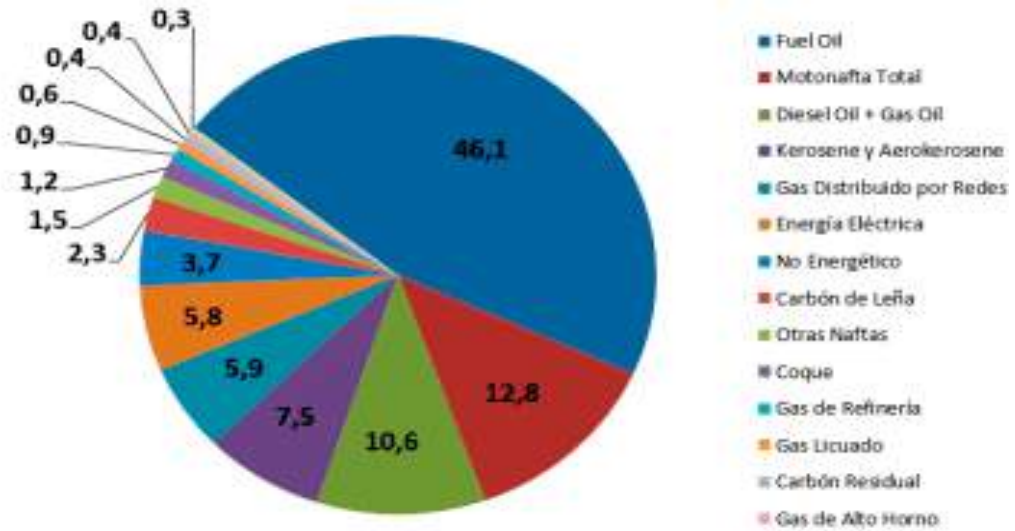
En ese entonces, se inició un proceso de conversión del gas obtenido del carbón importado, que se utilizó desde 1823, por el gas natural. Rápidamente la expansión del sistema pudo ser percibida por los argentinos. El primer gasoducto que tuvo nuestro país (inaugurado en 1949), fue uno de los más largos del mundo, y posicionó a Argentina dentro del top 3 de los países más avanzados en el aprovechamiento del gas natural, junto con Rusia y Estados Unidos (La Baldrich, 2017).

Sin embargo, en el año 1943, y luego de 90 años de distribución del gas manufacturado por parte de compañías privadas extranjeras, solo el 6% de la población recibía el servicio, y estaba concentrada en las ciudades de Gran Buenos Aires, La Plata, Rosario, Bahía Blanca y Tucumán (Comisión DDHH, s.f.). Había una extrema desigualdad de oportunidades para los habitantes del país.

Cuenta Jensen et.al. (2019), que en 1960 se realizó el primer Balance Energético Nacional (BEN), realizado por la entonces Secretaría de Energía. En él se puede encontrar la contabilización de la energía primaria y secundaria consumida, siendo la primera, las fuentes de energía como se encuentran en la naturaleza y las secundarias

las producidas a partir de las primarias. Como se puede observar en el siguiente gráfico, la oferta energética en Argentina estaba básicamente sustentada por derivados del petróleo, solo un 6% derivaba del gas como recurso energético.

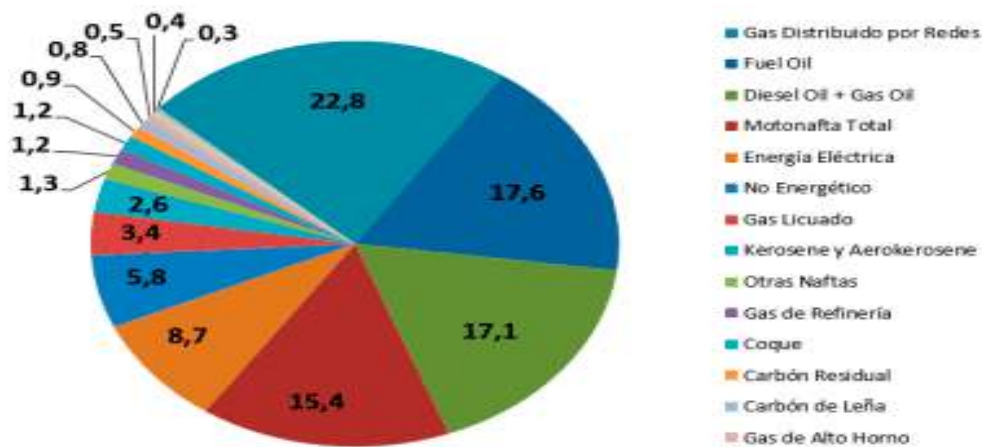
Gráfico 3: Oferta interna de energía secundaria. Argentina. Año 1960.



Fuente: Jensen, et.al. (2019).

En el año 1977 se descubrió la reserva gasífera “Loma La Lata” en la provincia de Neuquén. A partir de allí, la oferta interna cambió drásticamente su composición, posicionando en primer lugar el uso de gas distribuido por redes, con un 23% de participación.

Gráfico 4: Oferta interna de energías secundarias. Argentina. Año 1980.



Fuente: Jensen, et.al. (2019).

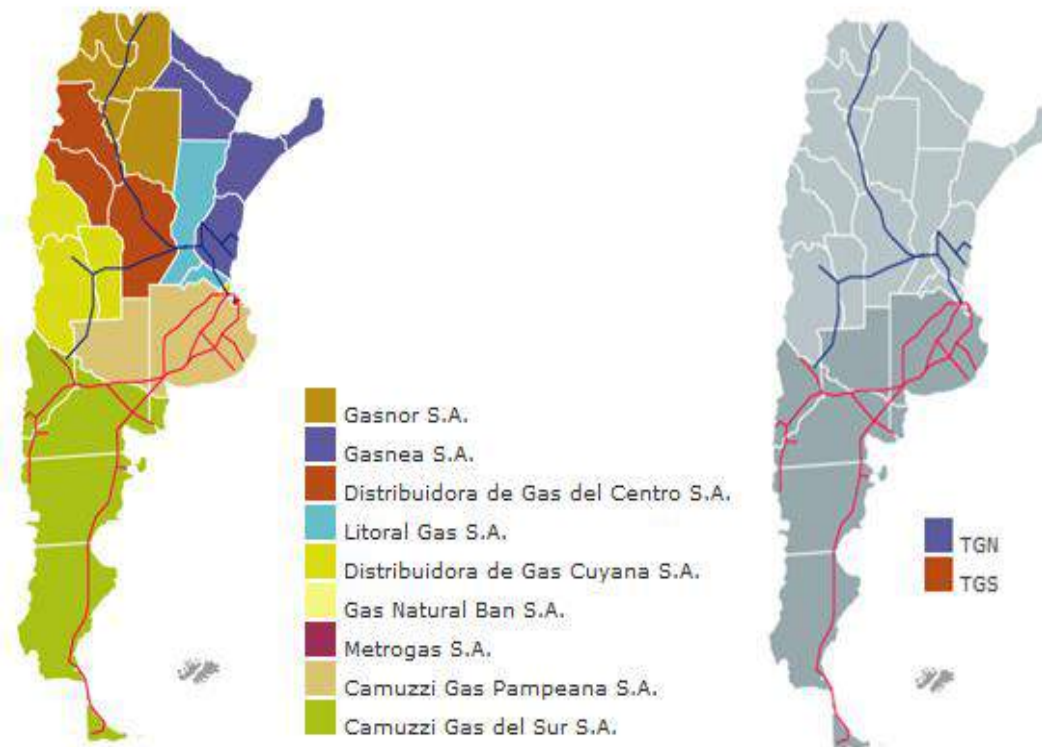
Para 1990, con el desarrollo de la industria y con 46 años de trabajo por parte de Gas del Estado, la cantidad de usuarios ascendía aproximadamente a 5 millones y las incorporaciones anuales oscilaban entre los 400 y 500 mil usuarios. El 40% de la oferta interna de energía secundaria provenía de gas distribuido por redes (Jensen, et.al., 2019).

En 1992 se sanciona la Ley N° 24.076, la cual define el nuevo marco regulatorio, cuyo alcance orbitará sobre los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural por parte del sector privado. En este sentido, se introducen importantes modificaciones respecto a la forma en que venía funcionando el sector gasífero en la Argentina antes de la misma. Por un lado, esta Ley establece los principios generales para la prestación de los Servicios Públicos, en defensa de los usuarios finales, a saber:

- Continuidad, el servicio debe ser prestado en forma continua, sin interrupciones (salvo interrupciones parciales programadas por razones operativa y falta de pago),
- Regularidad, sujetas a reglas técnicas y de calidad de servicio,
- Uniformidad, en condiciones de igualdad sin discriminaciones,
- Generalidad, con la obligación de atender a toda la demanda y
- Obligatoriedad, los concesionarios/licenciatarios de los servicios están impedidos de hacer abandono de las prestaciones y de las instalaciones.

Posteriormente, la producción fue tan elevada que le permitió a Argentina exportar gas a otros países. Se construyeron cinco gasoductos para exportar a Chile, uno a Brasil y otro a Uruguay. A continuación, se observa la red de distribución de gas actual resultante en el país, que provee actualmente a 9 millones de usuarios.

Gráfico 5: Red de distribución de gas y empresas proveedoras. Argentina. Año 2018.

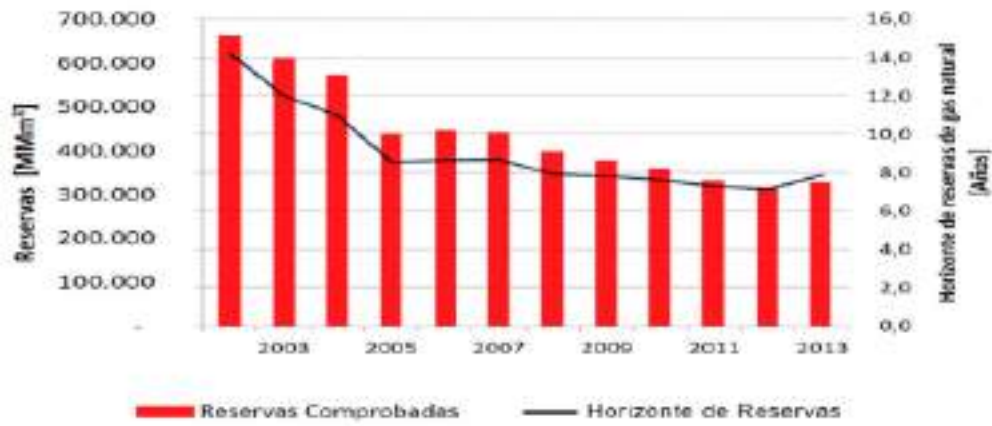


Fuente: ENARGAS (2018).

Sin embargo, a medida que pasaron los años, la caída de las reservas de gas natural se fue haciendo cada vez más importante. Así en menos de 30 años se pasó de ser un país exportador a uno importador de gas.

A continuación, puede observarse cómo evolucionó el horizonte de reservas de gas natural entre 2003 y 2013, con decrecimientos muy marcados en los años 2005 y 2007. Sin contar con nuevos hallazgos ni inversiones, el agotamiento del recurso era inevitable. La oferta decrecía mientras la demanda aumentaba.

Gráfico 6: Evolución del horizonte de reservas de gas natural. Argentina. Periodo 2003-2013.



Fuente: Jensen, et.al. (2019).

4. IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Hacia fines del año 2007, la Argentina comenzó a evidenciar un problema de oferta para cubrir su demanda de gas natural interna. La cuenca de Neuquén había iniciado un proceso de declinación en la extracción de gas natural, siendo esta cuenca la que mayor aporte realizaba a la producción, sumado a la falta de exploración en las demás cuencas. Con un mercado interno en expansión, el ajuste se realizó vía el sector externo, con importaciones crecientes (BBVA Research, 2017).

En el 2008, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 2067/08, con el objeto de crear un Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesidad de complementar la inyección de gas natural que sea requerida para satisfacer las necesidades nacionales de dicho hidrocarburo, con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del país y sus industrias (art. 1) (Infoleg, 2008).

A partir de ese momento, Argentina requirió gas natural de Bolivia y GNL. El gas licuado ingresaba a través de los puertos de Campana y Bahía Blanca⁴. De este modo, se contrataron dos buques regasificadores que recibían las cargas de gas licuado que traían otros buques.

Como puede observarse en el siguiente balance, el consumo interno pasó de ser poco más de 27 mil millones de m³ anual promedio en la década del '90, a casi 41 mil millones en la década del 2000 y a poco menos de 48 mil millones de m³ anual promedio en lo que lleva transcurrido desde el 2010. La producción había disminuido casi 5 mil millones de m³ desde el 2010, por lo que las importaciones pasaron de ser 706 a 9.800 millones en pocos años. Las exportaciones han desaparecido casi por completo, como se muestra en el cuadro siguiente:

⁴Obra que se realizó en tiempo récord (100 días), siendo YPF la empresa responsable de llevar a cabo el proyecto (según informe YPF 2010).

Exportaciones a través del sistema de transporte (en miles de m³ a 9300 kcal.)

Año	Chile	Brasil	Uguruay	Total	Variación %
2000	2.173.171	163.822	37.479	2.374.472	
2001	2.607.459	742.450	34.406	3.384.315	43%
2002	2.615.723	549.693	21.653	3.187.069	-6%
2003	3.310.038	411.220	68.151	3.789.409	19%
2004	3.666.123	448.208	119.413	4.233.744	12%
2005	3.294.363	341.944	110.381	3.746.688	-12%
2006	3.490.862	444.858	125.005	4.060.725	8%
2007	1.602.111	162.614	97.562	1.862.287	-54%
2008	630.980	131.594	71.589	834.163	-55%
2009	541.052	-	68.308	609.360	-27%
2010	230.813	694	79.975	311.482	-49%
2011	39.744	-	84.931	124.675	-60%
2012	-	-	63.616	63.616	-49%
2013	-	-	59.839	59.839	-6%
2014	-	-	55.127	55.127	-8%
2015	43.323	-	43.323	86.646	57%
2016	-	-	60.744	60.744	-30%
2017	1.575	-	13.656	15.231	-75%
2018	114.855	-	3.274	118.129	676%

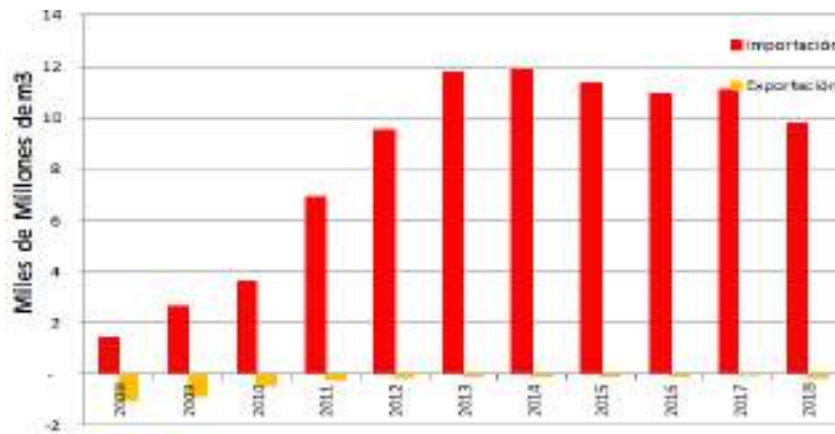
Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS.

Tabla 1: Balance de Gas Natural. Promedio anual en millones de m³. Argentina. Periodo 1990-2017.

Variable	1990/1999	2000/2009	2010/2017e
Produccion	30.831	49.320	44.052
Importacion 1/	1.873	706	9.887
Total oferta	32.704	50.026	53.939
Gas aventado	2.444	813	994
Consumo yacimiento	2.184	4.138	5.043
Consumo Merc. Interno 2/	27.482	40.801	47.823
Exportacion 1/	585	4.274	78
Total demanda	32.704	50.026	53.939

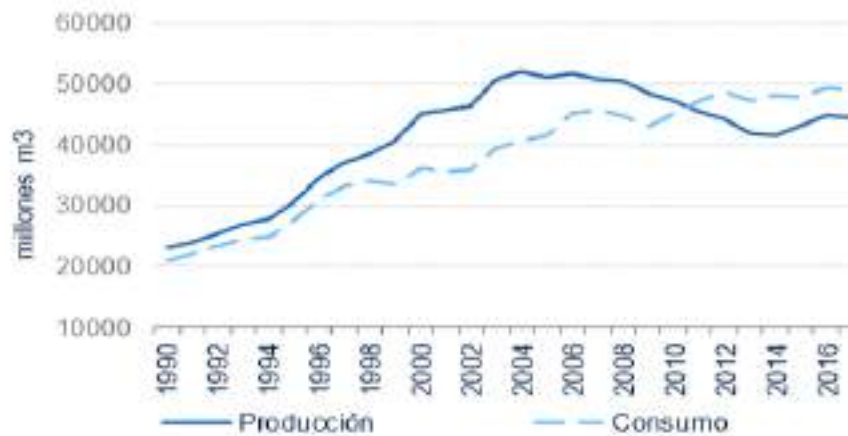
Fuente: BBVA Research (2017).

Gráfico 7: Importación y exportación de gas natural. Argentina. Periodo 2008-2018.



Fuente: SIPG – IAPG (2018).

Gráfico 8: Producción y consumo de Gas Natural. Argentina. 1990-2016.



Fuente: BBVA Research (2017).

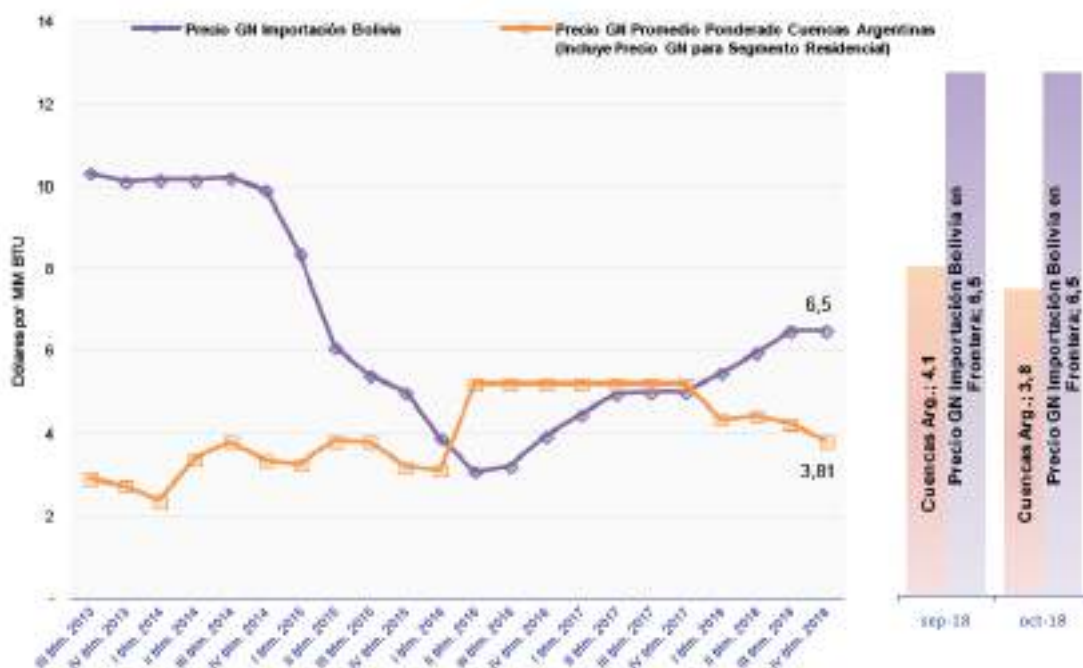
Según Ceppi (2012), la importación de gas natural de Bolivia, nace con las negociaciones entre los presidentes de ese entonces, Néstor Kirchner por Argentina y Carlos Mesa por Bolivia. Luego, estos lazos se estrecharon con la asunción de Evo Morales en el Poder Ejecutivo boliviano en 2006. El 29 de junio de 2006, ambos presidentes firmaron un Convenio Marco para la venta de gas natural de Bolivia a Argentina y la integración energética. Ya en ese momento, IEASA (ex ENARSA), se hace cargo de la comercialización del gas natural proveniente de Bolivia.

El contrato con YPF, fue suscripto en 2007 con una duración de 20 años. La Argentina recibió gas de Bolivia, a través del Gasoducto Internacional Juana Azurduy,

cuya construcción fue realizada por empresas contratistas ENARSA (ahora llamada IEASA). En un primer momento, y hasta que el gasoducto estuvo en óptimas condiciones de operatividad, el gas se recibía por los viejos gasoductos (Yacuiba y Madrejones). El contrato establecía que se deberían alcanzar al final del período contractual (2027), 27,7 millones de m³ diarios. Pero esta transacción comenzó acelerarse y el volumen a 2011-2012 se incrementó en grandes magnitudes, y paso a ser el doble.

El contrato originariamente establecía que, se iba a aplicar el sistema “take or pay”, es decir que, si Argentina no tomaba el volumen comprometido, pagaría igual a Bolivia por los montos acordados (Ceppi, 2012).

Gráfico 9: Precio gas natural. Importado de Bolivia vs. cuencas argentinas.



Fuente: Montamat & Asociados (2019).

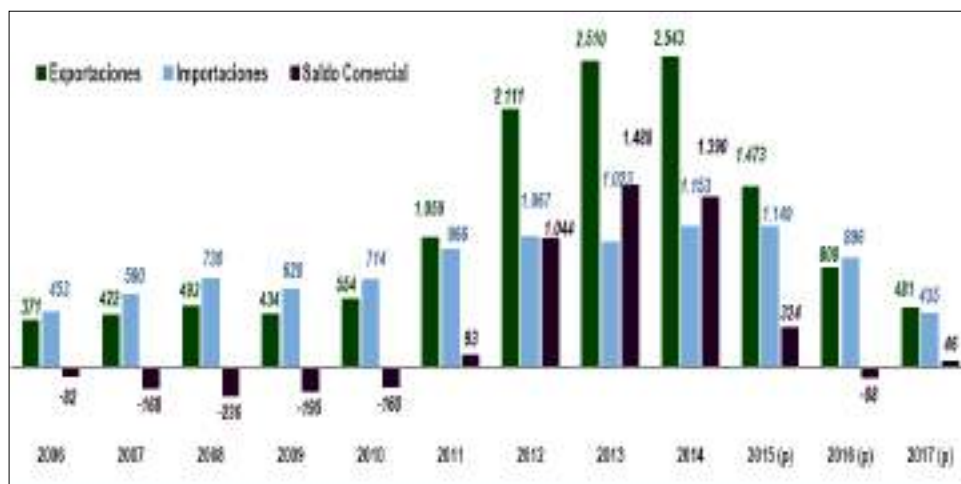
A principios de 2019, Argentina y Bolivia actualizaron el contrato por cuarta vez desde el 2006. Según Gandini (2019), se estableció un esquema diferente de precio y cantidades contractuales, con mayor estacionalidad en las entregas 2019-2020. Con este mecanismo el país ahorra unos 460 millones de dólares en dos años. Esto le permitirá a Argentina recibir menor cantidad de gas en los meses de menor consumo y

evitar el pago de las penalidades aceptadas por el contrato anterior en relación al nuevo vigente.

El nuevo esquema establece que en los meses de verano (octubre a abril) la entrega será de 11 millones de m³ de gas por día, en los meses de mayo y septiembre 16 millones y para junio, julio y agosto 18 millones, que son los meses de mayor requerimiento. En cuanto al precio del gas boliviano, es similar al del GNL (incluyendo tasa de regasificación), pero significó un incremento en este contrato. Argentina pagará más caro el gas importado, sin embargo, el ahorro por eliminar la cláusula “take or pay” es mayor (Gandini, 2019).

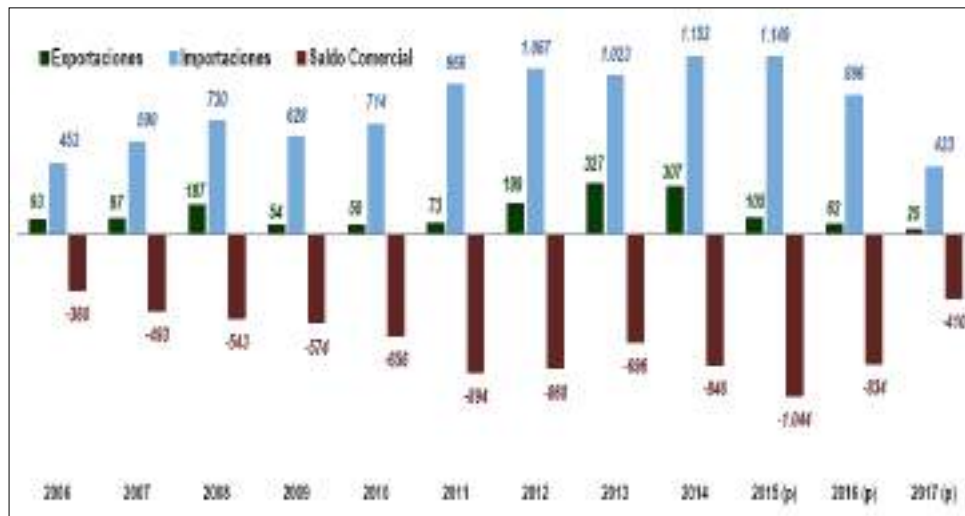
Para Bolivia, el acuerdo firmado con Argentina en 2006 fue muy importante, ya que le generó un saldo comercial superavitario que no tenía precedentes para el país. Así puede observarse en los siguientes gráficos, entre 2011 y 2015. Si no hubiera existido el acuerdo, Bolivia resultaría con un saldo comercial negativo en su intercambio con Argentina.

Gráfico 10: Saldo comercial de Bolivia con Argentina, incluidas las exportaciones de gas natural. Períodos 2006- 2017. En millones de dólares.



Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas de Bolivia e Instituto Bolivariano de Comercio Exterior (IBCE2017).

Gráfico 11: Saldo comercial de Bolivia con Argentina, excluidas las exportaciones de gas natural. Períodos 2006-2017. En millones de dólares.



Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas de Bolivia e IBCE (2017).

5. SHALE GAS

Técnicamente, los hidrocarburos se forman por la transformación térmica de la materia orgánica que contienen algunas rocas (roca madre). Esta materia orgánica comienza a transformarse (generación) en petróleo o gas al estar sometida a altas temperaturas y presiones. Después de ser expulsados de la roca madre, deben fluir (migración) hacia una roca porosa y permeable (roca almacén) con una configuración geométrica (trampa) que permita su acumulación, y que a su vez esté recubierta por una roca impermeable (roca sello) que impida su escape a la superficie (ACIEP, s.f.).

Pero cuando hablamos de reservorios no convencionales, el hidrocarburo es generado de manera similar a lo descrito en el párrafo anterior. La diferencia se observa en donde se aloja uno y otro, en los no convencionales, la roca madre también es el reservorio o almacén, trampa y sello, todo en uno (Codeseira, 2013).

Gasalla (2017) aclara que, dentro de los hidrocarburos no convencionales, el shale gas o gas de esquisto es el que se encuentra almacenado dentro de bloques de rocas sedimentarias, mientras que el tight gas o "gas de arenas compactas" requiere de menor fracturamiento hidráulico que los campos de shale, con menores costos.

La característica definitoria del shale es que no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesaria la aplicación de nuevas tecnologías. Las mismas consisten en inyectar agua a alta presión juntamente con la aplicación de agentes de sostén (arenas especiales), lo que permite que los hidrocarburos atrapados en la formación fluyan hacia la superficie (YPF, s.f.).

Su importancia es creciente debido a los grandes volúmenes de gas contenidos y a la rápida evolución tecnológica que permite maximizar los caudales extraíbles. Para maximizar el rendimiento se precisa tratamientos de estimulación por fractura hidráulica en su desarrollo (Codeseira, 2013)⁵.

⁵Correspondiente al Grupo de Planeamiento Estratégico de la Secretaria de Energía.

La técnica de extracción se basa en la inyección de un "fluido de fractura" para que se abran las fisuras microscópicas en la roca, y mediante granitos de arenas especiales se contiene la fisura para que no se cierre. Por esos espacios el hidrocarburo puede fluir, tanto de formaciones permeables como prácticamente impermeables. Esta técnica fue aplicada en Estados Unidos desde los años '90 para las formaciones del shale, lo que produjo en EE.UU. una revolución gasífera, pasando de ser un país importador a uno netamente exportador.

Cabe mencionar el potencial daño ambiental que se genera por la fractura hidráulica, muchos grupos ambientalistas lo ponen de manifiesto (Codeseira, 2013). El proceso de fracking (extracción hidráulica) requiere un gran consumo de agua, y la contaminación del agua que se utiliza. No se descarta que los seres humanos puedan sufrir enfermedades una vez que se vierten los químicos necesarios en el proceso (Domínguez, 2013).

Sin embargo, se puede minimizar con un correcto manejo del agua, el tratamiento flowback, su disposición final en caso de ser necesaria, la correcta integridad del pozo, los adecuados niveles de procedimiento de calidad y de espesor de la cementación del pozo o la articulación logística apropiada para minimizar el tráfico de camiones (Codeseira, 2013).

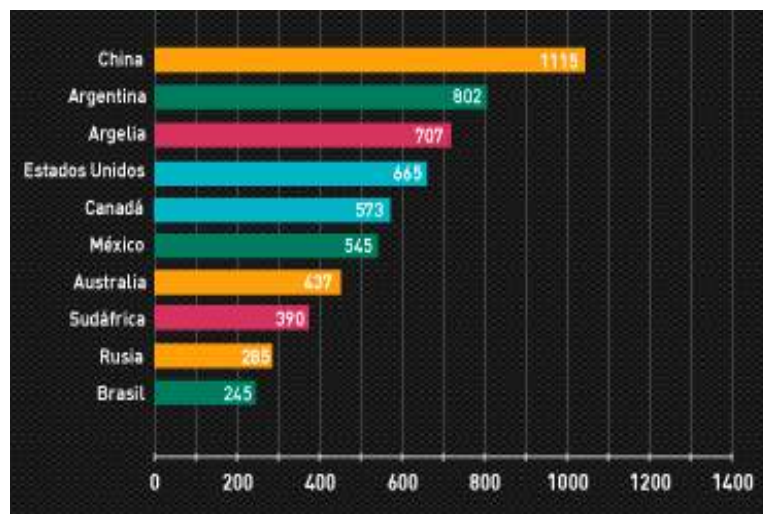
Según Shale en Argentina (s.f.), por las regulaciones en el país solo se permite tomar agua de recursos superficiales como lagos y ríos, y en ningún caso de acuíferos de agua dulce. En algunos casos excepcionales se autoriza el abastecimiento desde acuíferos de aguas con alto contenido de sal. Ahora bien, el agua necesaria para el proceso es muy variable, ya que depende de las características de la formación que se debe estimular, del tipo de pozo y del número de etapas de fractura. El rango se estima que va desde 5.000 m³ a 50.000 m³ de agua, por pozo, por única vez.

5.1. El shale gas en Argentina y Vaca Muerta

En el año 2011, YPF confirmó el hallazgo de Vaca Muerta, formación de petróleo y gas no convencional (shale oil y shale gas respectivamente), que representarían para nuestro país el equivalente a 410 años de consumo de gas y 123 años de consumo de petróleo (Jensen et.al., 2019).

En 2013, según Ceppi (2016), la U.S. Energy Information Administration dió a conocer una evaluación inicial sobre la situación del shale gas en 32 Estados. Entre los diez países que lideran los recursos técnicamente recuperables de este gas no convencional, se encuentra en primer lugar China y en segundo lugar Argentina con una estimación de 802 TCF -Trillones de pies cúbicos, equivalentes a 21.654 billones de m³ (YPF, s.f.).

Gráfico 12: Recursos de shale gas técnicamente recuperables. Año 2013.



Fuente: YPF (s.f).

Vaca Muerta está situada en la cuenca neuquina, posee una superficie de 30 mil km², de las cuales 12 mil km² corresponden a la concesión de YPF. Ceppi (2016) advierte que las explotaciones de shale gas requieren grandes volúmenes de inversión, que tienen que ser sostenidas en el tiempo, por la complejidad del proceso extractivo. Es por esta complejidad en la extracción que se habla de recursos técnicamente recuperables y no de reservas probadas, como en otro tipo de reservorios, salvando los aspectos económicos.

Figura 2: Localización del Yacimiento Vaca Muerta. Argentina.



Fuente: IEEFA (2019).

5.2. La factibilidad del autoabastecimiento

En marzo de 2019, se emitió un informe desde el Instituto de Economías Energéticas y Análisis Financiero (IEEFA, 2019), con sede en Nueva York, donde se citan los obstáculos del Estado argentino para subvencionar la actividad hidrocarburífera no convencional en un contexto de altos costos operativos, déficit fiscal, alto endeudamiento con el FMI, de magras y demoradas inversiones de las compañías petroleras. El IEEFA expone:

“...El plan pretende duplicar la producción nacional de petróleo y gas en seis años. El liderato argentino ve el éxito de Vaca Muerta como clave para su recuperación económica. El plan enfrenta obstáculos fuertes de las actuales fuerzas fiscales, de mercado, políticas y ambientales que probablemente continúen y atrasen, sino detengan totalmente su progreso. El plan argentino requiere subsidios sustanciales de largo plazo. El liderato nacional ha prometido importantes subsidios a la producción de intereses globales de petróleo y gas, subsidios que no puede costear. De 2016 a 2018, Argentina redujo estos subsidios en un 54 % (de US\$ 15.6 mil millones a US\$ 7.2 mil millones). El gobierno y la economía argentina están destrozados por la alta inflación, devaluación de la moneda, déficits fiscales y una política comercial fallida, que requirió un rescate multianual de US\$ 57 mil millones del Fondo Monetario Internacional (FMI), el más

grande de su historia. En el futuro, Argentina acordó reducir aún más los subsidios a la producción y al consumo (...).

YPF (...) está financieramente mal preparada (...). Su plan de negocios está fuertemente vinculado a los subsidios del gobierno, que representan la diferencia entre pérdidas y ganancias. La posición financiera de la compañía se caracteriza por un débil desempeño de sus acciones, erosionando los ingresos, disminuyendo el flujo de efectivo y la producción plana.

(...) La mayoría de las compañías extranjeras más grandes involucradas en Vaca Muerta han dejado en claro que su participación se basará en subsidios. Sus compromisos financieros, hasta ahora, han sido pequeños y tentativos (...). En los últimos seis años, se han lanzado 31 proyectos en Vaca Muerta. Solo cinco están en desarrollo activo, y algunos de estos están ahora amenazados...”

El IEEFA (2019) también expone que los inversores están preocupados por el lento ritmo de desarrollo en Vaca Muerta en comparación con otras regiones de producción de gas y petróleo no convencionales, como la Cuenca Permiana y de Eagle Ford en los Estados Unidos. Seis años después, Vaca Muerta ha completado solo 342 pozos de gas y petróleo no convencionales. Por el contrario, en 2014, seis años después del desarrollo agresivo de la Cuenca Permiana, 3.560 pozos estaban en producción. Eagle Ford completó 478 pozos después de dos años de desarrollo.

Las posiciones y perspectivas resultan contrapuestas, tal como lo comunica Vaca Muerta News (2019), la respuesta desde el entonces Ministerio de Energía señala que, el documento no mencionó el piso de inversiones comprometidas por al menos U\$S 11.000 millones entre YPF con sus socios petroleros, para los próximos cinco años. Más otros \$1.000 millones de inversión por parte de Shell y Vista en un período de dos años.

En cuanto a la preparación de YPF para llevar adelante el proyecto, donde informa que la empresa estatal consolidó en 2018 una sólida posición financiera operativa. Las compañías petroleras son valoradas en función de sus reservas, que en 2018 se

incrementaron en un 16,2%. Además, la utilidad del año pasado permitió financiar con fondos propios la totalidad de su plan de inversiones y avanzar en un proceso de desendeudamiento.

A su vez, el Estado, mediante el Poder Ejecutivo Nacional, tiene contempladas facilidades para los inversores que deseen depositar su confianza en el proyecto. Y mediante el Decreto 929/2013 (Infoleg, 2013) dispuso la creación de un régimen de promoción de inversiones para la explotación de los hidrocarburos. Dentro de los objetivos se destacan el logro del autoabastecimiento hidrocarburífero para garantizar el desarrollo económico; el incremento de las inversiones y la integración del capital nacional con el extranjero para las fases de exploración y explotación de yacimientos convencionales y no convencionales. Debido a que la atracción de inversiones es clave para dinamizar la industria, esta normativa estableció como incentivos la libre comercialización del 20% de la producción de gas y petróleo, a los titulares de las concesiones a partir del quinto año en el mercado externo, sin el pago de los respectivos derechos de exportación y la libre disponibilidad de las divisas provenientes de la operatoria, en proyectos cuya inversión no fuera inferior a 1.000 millones de dólares.

De todas formas, no se puede negar que el plan de energía, del entonces Ministerio de Energía y Minería, se enfrenta a una amplia gama de riesgos (IEEFA, 2019):

- *Recesión económica, con continua devaluación monetaria e inflación.*
- *La creciente oposición pública a las políticas del FMI.*
- *La inversión es en gran parte de empresas controladas por el gobierno argentino.*
- *La inversión de las compañías extranjeras ha sido lenta y con aversión al riesgo.*
- *Economía inestable de la exploración no convencional de petróleo y gas que incluye altos costos de producción en comparación con el resto del mundo.*
- *Altos costos de infraestructura para apoyar la producción de petróleo y gas y proteger el medio ambiente.*
- *Falta de interés e inversión por parte de las empresas proveedoras de servicios petroleros.*
- *Los bajos precios del gas natural en el mercado mundial.*

- *La competencia de otras reservas de petróleo y gas mejor posicionadas y la competencia de fuentes de energías renovables y alternativas.*
- *Inestabilidad política y de políticas que agregan costos no planificados debido a las acciones de los gobiernos nacionales y provinciales.*
- *Mercados de energía domésticos inestables, debido a acciones de los gobiernos provinciales que pueden no estar alineadas con las del gobierno nacional.*
- *Recursos hídricos inadecuados, y*
- *Oposición y litigios de organizaciones ambientales y de derechos indígenas.*

En cuanto a este último punto, YPF (s.f.) expone que la industria tiene un marco regulatorio nacional. A su vez, las provincias tienen sus propias regulaciones, que son de particular importancia porque se adaptan a las condiciones geográficas locales. La producción de shale, al igual que todos los procesos de producción del sector petrolero, se ajusta a las regulaciones vigentes y a las normas para el cuidado de la salud, la seguridad y el medio ambiente. También la propia industria petrolera tiene, a nivel internacional, prácticas para una mejora continua.

6. ANÁLISIS DE OFERTA Y DEMANDA DE GN

La expresión oferta y demanda fue acuñada por James D. Steuart en su obra Estudio de los principios de la economía política, publicado en 1767. Adam Smith usó la frase en su libro La Riqueza de las Naciones en 1776, y David Ricardo, en su libro Principios de política económica e impositiva en 1817.

El análisis de oferta y demanda es una herramienta fundamental que puede ser utilizada para analizar una amplia variedad de problemas, como ser la de entender y predecir como las condiciones de la economía mundial pueden afectar el precio de mercado y la producción; evaluar el impacto de los controles de precios del gobierno, los precios sostén, subsidios a la producción y determinar cómo los impuestos, los subsidios, las tarifas, las cuotas de importación, afectan a los consumidores y a los productores (Elías, 2015).

Según Elías (2015), la curva de demanda muestra la relación entre la cantidad de un bien que los consumidores están dispuestos a comprar y el precio del bien, y la curva de oferta muestra la relación entre la cantidad de un bien que los productores están dispuestos a vender y el precio del bien.

En el presente apartado se plantearán escenarios cuantitativos para la futura oferta y la demanda, considerando diversas fuentes e hipótesis de aproximación.

Por lo tanto, ante la necesidad de analizar la producción de gas natural (oferta) y su consumo (demanda), se estudiará la evolución que tuvieron dichas variables y se plantearán proyecciones con distintos escenarios. Los resultados se obtendrán según la combinación de diferentes supuestos tanto de oferta como de demanda.

Según Rabinovich (2019), el desarrollo del mercado de gas natural a gran escala en Argentina, debe reunir varias condiciones simultáneamente:

- a) *Una “masa crítica” de usuarios potenciales: el alto costo de transporte y distribución exige la presencia de una cantidad suficiente de potenciales clientes, ya sea industriales o domésticos (alto factor de utilización de la infraestructura);*

- b) La existencia de soluciones técnicas capaces de resolver el problema de la falta de correspondencia entre zonas de producción y centros de consumo (gasoducto; GNL, otras);*
- c) Un precio al usuario final competitivo. El gas natural no tiene mercado cautivo, y por ello debe ser competitivo con sus sustitutos;*
- d) Un precio al productor suficientemente remunerado para justificar los gastos realizados a lo largo de la cadena gasífera: transporte entre los centros de producción y los puntos de consumo/exportación y, fundamentalmente, licuefacción en puertos de embarque;*
- e) La economía del gas natural requiere en un extremo del sistema una adecuada demanda y en las otras suficientes reservas probadas que garanticen el abastecimiento de esa demanda en plazos prolongados para amortizar las importantes inversiones en yacimiento y transporte.*

En el presente trabajo se recopilamos algunos estudios realizados por distintos organismos, profesionales, investigadores y analistas, que persiguen modelar y proyectar lo que ocurrirá en el mercado del gas natural en los próximos años, tanto desde el lado de la oferta como de la demanda. A partir de esta información base se infirieron algunas hipótesis sobre proyecciones propias, con escenarios distintos y supuestos específicos.

Las principales variables que se utilizan para proyectar/estimar los escenarios energéticos son el Producto Bruto Interno (PBI), la población, el total de hogares, hogares con conexión de gas natural, producción agrícola y parque automotor (MINEM, 2017).

Es necesaria la aclaración de que todos y cada uno de los escenarios planteados son dinámicos, ya que el sector energético tiene una naturaleza cambiante y además atraviesa una etapa particularmente nueva, de expansión y desafíos; en donde se debe transitar un proceso de normalización regulatoria, económica e institucional.

6.1. Análisis de la Oferta de GN

El trabajo de análisis de oferta se centrará en dos partes, la primera referida a los precios y la segunda relacionada al volumen de gas en m³ producidos.

6.1.1 Precios

El IAE (2019) explica el proceso de determinación del precio del gas natural. De acuerdo con lo establecido por las leyes 17.319 y 24.076, por ser una actividad desregulada, el precio del gas debería determinarse por la interacción entre la oferta y la demanda en el mercado mayorista del gas, definido como el precio de inyección al sistema de transporte (PIST). El mercado mayorista de gas natural está integrado por el lado de la oferta por: los productores e importadores, y las comercializadoras; por el lado de la demanda, por las empresas distribuidoras, los grandes consumidores industriales y las centrales eléctricas.

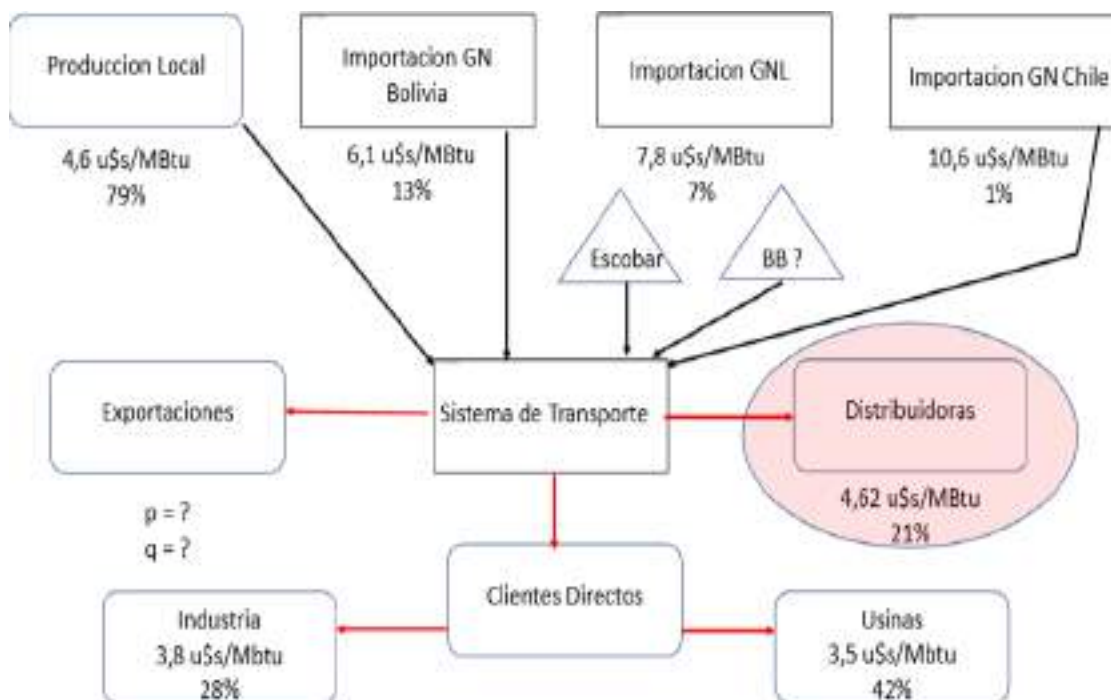
Las distribuidoras actúan en representación de los usuarios residenciales, pequeños consumidores comerciales y sector público que tienen una demanda fuertemente inelástica. Por el contrario, las comercializadoras, centrales eléctricas y los grandes consumidores, presentan una demanda más elástica porque pueden sustituir gas natural por alguna otra fuente de energía equivalente.

El precio del gas recibido en “City Gate” Buenos Aires, (el mayor nodo de consumo del país), está compuesto por el precio del gas en boca de pozo más el costo del transporte desde el punto de producción hasta el punto de consumo. Este mecanismo llamado de “NET BACK” determina el precio para cada una de las cuencas, de manera que las más lejanas, (Tierra del Fuego), reciben un precio menor en relación a las cuencas más cercanas al “City Gate” antes referido.

Si el precio así determinado es mayor al costo de producción del gas, habrá interesados en aumentar la producción y la inversión en el sector aumentará. Sin embargo, si el valor del gas es superior a su sustituto directo (fuel oil / gas oil), disminuirá la demanda que se dirigirá ahora hacia los sustitutos.

Para el año 2019, los precios estimados para el sistema de abastecimiento de gas natural se calculan de la siguiente manera (Rabinovich, 2019):

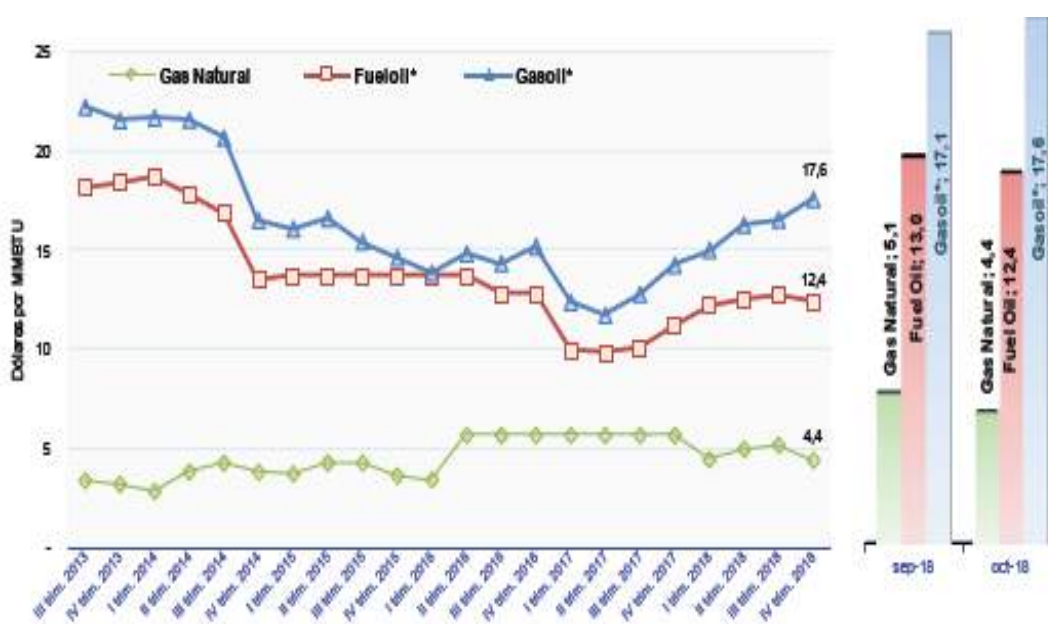
Figura 3: Precios en el sistema de gas natural. Argentina.



Fuente: Rabinovich (2019).

A continuación, se puede observar la evolución de los precios del gas natural comparado con los precios de los considerados sustitutos.

Gráfico 13: Precio fueloil y gasoil vs. precio gas natural



Fuente: Montamat & Asociados (2019).

En cuanto al análisis de precios (USD/MMBTU)⁶, se requiere hacer una distinción entre el periodo 2001-2016 y el 2017 en adelante, y también entre las distintas fuentes de abastecimiento del gas.

Para el primer período mencionado el precio del gas natural producido en la Argentina por millón de BTU, se abonaba en promedio a U\$S 1,29, mientras que el costo de la producción local se remuneraba en promedio a 3,42 U\$S (MMBTU) hasta 2016. Así, se puede observar como el valor abonado por los usuarios correspondía a menos del 30% del costo de mercado, porque la diferencia la subsidiaba el Estado Nacional.

Ahora bien, el precio promedio que se pagaba hasta la renegociación en 2019, por la importación de Gas natural de Bolivia, ascendía a U\$S 6 (MMBTU), y su relación con el precio de venta alcanzaba solo al 21% aproximadamente. En cambio, el GNL, tuvo mayores oscilaciones de precio, en donde la Argentina ha llegado a pagar por MMBTU a 16 U\$S (2012-2013), en promedio ahora no supera los 7,76 U\$S/MMBTU (Montamat & Asociados, 2018).

⁶Unidad de medida – Millón de British Thermal Units expresada en dólares americanos.

Todo ello evidencia claramente la existencia de distorsiones en el mercado respecto de los precios reconocidos en la historia reciente.

El anverso de ello es que, en los últimos 5 años, el país ha importado entre el 20% y el 25% del consumo de gas natural, según datos publicados por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG). A su vez, el 50-55% de estas importaciones provinieron a través de la regasificación de Gas Natural Licuado (GNL).

Diferentes escenarios posibles de demanda y producción local indican, considerando las proyecciones del ex MINEM, Codeseira y la Academia Nacional de Ingeniería que luego serán desarrolladas, que las importaciones continuarán siendo una fuente estructural de la oferta de gas natural, al menos en el corto plazo. A su vez, la capacidad de importación de gas natural continuará jugando un rol importante en el abastecimiento de la demanda interna, aun cuando la utilización de dicha capacidad pueda verse reducida por el aumento de la producción local (ex Ministerio de Energía y Minería, 2018).

El Índice Monitor de Precios de la Energía (IMPE) mide las distorsiones promedio de los precios de la canasta energética argentina. En el 2018 se ubicó en 37 puntos, lo que indica desajustes promedios en los precios locales en torno al 37% respecto a la región y el mundo. Ello marca una disminución significativa de los desacoples de precios de la energía respecto a lo ocurrido en la última década.

La canasta de bienes y servicios asociada al gas natural específicamente, ha obtenido una fuerte recuperación en los precios que percibe a lo largo de la cadena de valor y se encuentra desfasada un 57%. Aquí hay que destacar el pronunciado descenso, en dólares, de los precios del gas en boca de pozo frente a la alternativa de importación de Bolivia (Montamat & Asociados, 2019).

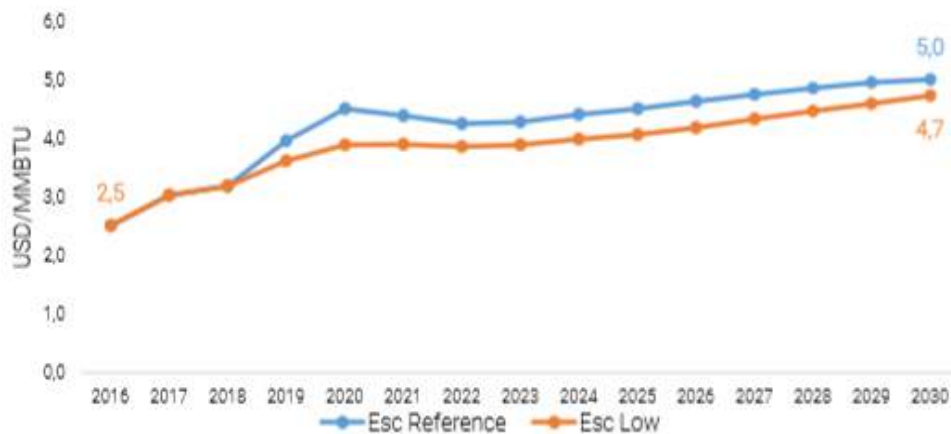
El valor promedio para la cuenca Austral y Neuquina, luego de finalizada la ronda de subastas, alcanzó los U\$S 4,62 por MMBTU durante el lapso anual comprendido entre abril 2019 y marzo 2020, mientras que de considerarse también la cuenca Norte en el

promedio, que actualmente es abastecida por IEASA (Ex ENARSA) mediante gas procedente de Bolivia, dicho valor quedaría valuado en U\$S 4,56 por MMBTU, también durante el mismo lapso. En la actualidad, a marzo de 2019, el precio promedio de gas en boca de pozo, en City Gate Buenos Aires, se valorizó aproximadamente en el entorno de los U\$S 4 por MMBTU (Montamat & Asociados, 2019).

Con lo cual podemos observar que, desde hace 3 años a la fecha, los precios del gas en boca de pozo están verificando incrementos, con el objetivo de alcanzar un valor de equilibrio, con un sendero creciente. Pudiendo llegar a generar mayor interés en inversiones para exploración y explotación de nuevos yacimientos.

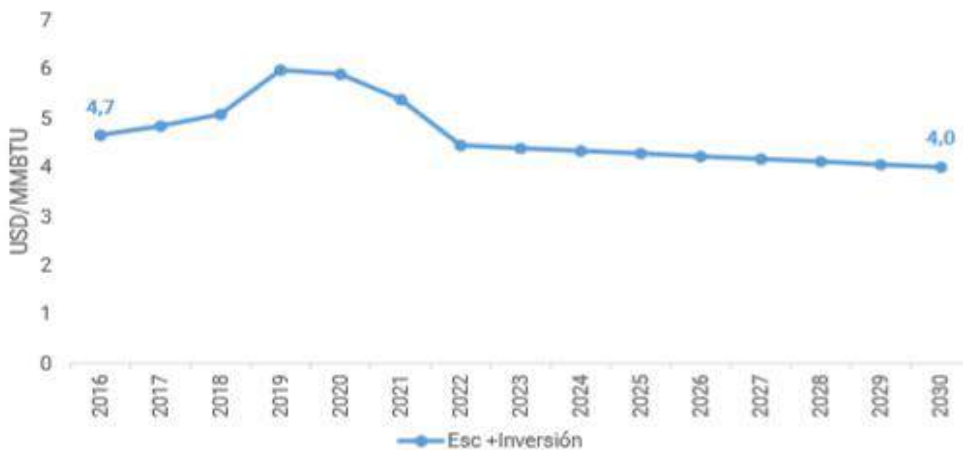
Las proyecciones de precios para el gas natural importado de Bolivia y producido en el país se presentan en los siguientes gráficos, calculados en su oportunidad por el ex MINEM (2017) de acuerdo a la proyección de la EIA del Henry Hub.

Gráfico 14: Precio proyectado del gas natural importado de Bolivia. 2016-2030.



Fuente: MINEM (2017).

Gráfico 15: Precio local proyectado del gas natural. 2016-2030 en P.I.S.T.



Fuente: MINEM (2017).

Para los precios de gas natural local se estimaron los precios a la producción local, y los precios para cada segmento de la demanda. El precio considerado es un promedio ponderado por el volumen y precio de cada segmento de consumo. Hasta 2019 los usuarios de distribuidora y GNC tienen como referencia el sendero de la Res. 212/2016, presentado en Audiencia Pública. Los usuarios de Patagonia (Incluye La Pampa), Malargüe y la Puna continúan con el sendero hasta 2022. Una vez finalizado el sendero establecido, se asume que el precio convergería a un valor definido en el mercado.

El precio del mercado resulta del promedio ponderado de cada volumen de demanda mensual por el precio marginal que le corresponda (GNL o precio de verano). Dado el precio marginal de invierno, el precio de verano es el precio al que los productores venderían en los meses estivales de forma tal que el ingreso medio anual sea igual al costo de desarrollo.

Entre 2018 y 2021 el precio del productor se proyecta como el promedio ponderado de:

- Gas convencional y gas no convencional no incluido en la Resolución N° 419-E/2017: recibe el precio promedio pagado por la demanda (excluyendo demanda de Patagonia (incluye La Pampa), Malargüe y la Puna).

- Gas no convencional alcanzado por la Resolución N° 419-E/2017: recibe hasta el 2021 el precio del “Programa Estimulo”. A partir del año 2022, finalizado el programa estímulo y los senderos de precios de la demanda, el precio a percibir por los productores está vinculado a los escenarios de producción local de gas.

En los escenarios de producción de gas natural, los volúmenes producidos incrementales y la ganancia de productividad inducen a una mayor competitividad del gas, es decir menos meses en los cuales se requiere la importación de GNL, disminuyendo los precios a medida que se dispone de mayor oferta y el costo de desarrollo, a medida que se avanza en la curva de aprendizaje de la explotación no convencional.

En síntesis, puede inferirse cualitativamente que el precio de gas en boca de pozo, reconocido en tarifas, ahora resulta convergente con los efectivos costos de producción.

6.1.2 Oferta de Gas Natural

La oferta de Gas Natural total de Argentina desde 1991 a 2018 es la que se presenta a continuación, junto con la variación porcentual anual de dicha producción.

Tabla 2: Producción de Gas Natural por año en Mm³. Periodo 1991-2018. Argentina.

Año	Total	% var
1991	23.815.000	
1992	25.328.000	0,0635
1993	26.729.000	0,0553
1994	27.697.396	0,0362
1995	30.451.178	0,0994
1996	35.065.814	0,1515
1997	35.342.834	0,0079
1998	38.630.230	0,0930
1999	40.749.019	0,0548
2000	45.211.565	0,1095
2001	48.038.567	0,0625
2002	46.457.100	-0,0329
2003	50.947.741	0,0967

2004	52.156.988	0,0237
2005	51.278.599	-0,0168
2006	51.645.774	0,0072
2007	50.971.152	-0,0131
2008	50.488.255	-0,0095
2009	48.419.249	-0,0410
2010	47.107.584	-0,0271
2011	45.527.554	-0,0335
2012	44.123.694	-0,0308
2013	41.708.289	-0,0547
2014	41.484.025	-0,0054
2015	42.905.533	0,0343
2016	44.987.829	0,0485
2017	44.656.659	-0,0074
2018	47.021.182	0,0529

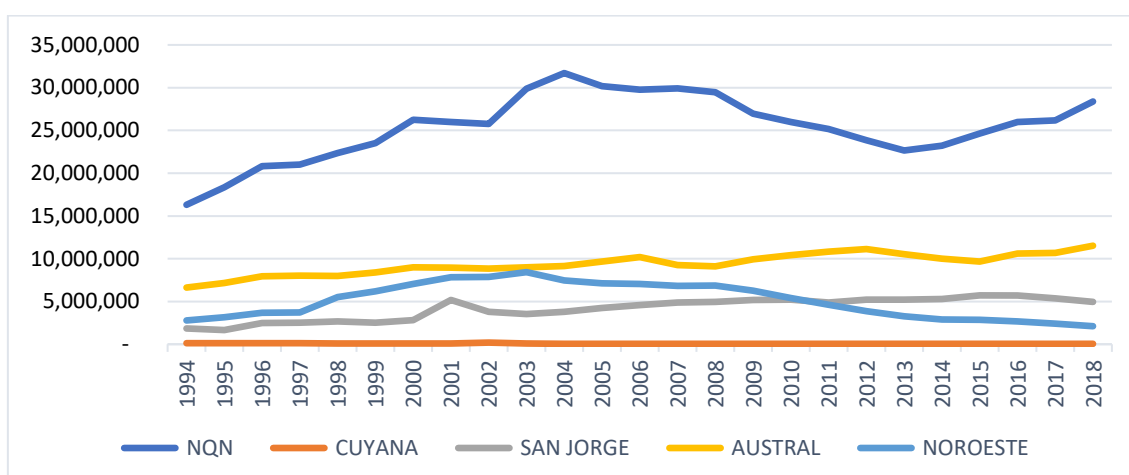
Fuente: Elaboración propia, en base a datos de la Secretaría de Gobierno de Energía

La variación porcentual promedio de la producción argentina de gas natural es de 2,68% anual. Dicho porcentaje es muy similar a la tasa histórica de crecimiento del PBI calculado en 2,7% (MINEM, 2017).

Continuando con dicho análisis y como se representa en el gráfico siguiente, se observan las oscilaciones que presentó a lo largo del período estadístico recogido, con picos y valles, y sin una marcada tendencia de crecimiento año a año. Lo que se puede observar es que en los últimos años la producción ha ido creciendo, entre el 2011 y el 2018 la producción aumentó un 11% aproximadamente. Sin lograr recuperar los niveles que se tenían antes del 2009. El estudio se realiza también analizando el comportamiento total y desagregando en las cinco cuencas de Argentina:

- Cuenca Neuquina
- Cuenca Cuyana
- Cuenca San Jorge
- Cuenca Austral
- Cuenca Noroeste

Gráfico 16: Producción de Gas Natural por año (Mm3). 1994-2018. Argentina.



Fuente: Elaboración propia, en base a datos de la Secretaria de Gobierno de Energía

6.1.3 Proyección de oferta

6.1.3.1 Proyección de oferta de Gas Natural Hipótesis Optimista (Academia Nacional de Ingeniería) ⁷

Las proyecciones de producción de Vaca Muerta están siendo estudiadas por algunos expertos. La Academia Nacional de Ingeniería presentó en el año 2014 un escenario probable de producción para el período 2015-2030 de los reservorios tanto para gas como para petróleo. Para realizarlo, la formación Vaca Muerta, debió ser dividida en secciones o módulos homogéneos, según determinados atributos petrofísicos, geoquímicos, accesibilidad a recursos como el agua, accesibilidad a ductos, entre otros, para lo cual se utilizó un modelo determinístico, que incorpora las experiencias de EEUU a un conjunto de variables y escenarios del ámbito local.

La Academia Nacional de Ingeniería (2014) supone que la producción adicional de gas natural de Shale de Vaca Muerta, alcanzaría los 55 MM m³/d en el año 2020 y 271 MM m³/d en el 2030.

⁷ Los supuestos considerados por la Academia Nacional de Ingeniería para proyectar la oferta son correspondientes a inversiones promedio, que oscilan entre 5.000 y 7.500 MM de dólares, perforación de 2189 pozos al 2030, con un máximo de producción de 270 MMm³/d hacia 2030. A su vez, suponiendo el desarrollo de la infraestructura de transporte (Gasoductos) y complementariamente con el requerimiento de todos los insumos necesarios para llevar a cabo la extracción de shale gas (11 MM de m³ de agua, 1,5 MM de ton de cemento, 7,5 MM de ton de arena, 0,6 MM de ton de acero y 680.000 HP de compresión simultáneos).

Por lo tanto, tomando los cálculos que realizó la Academia Nacional de Ingeniería (2014) para la producción futura de Gas No Convencional hasta 2030, y sumando la premisa del ex MINEM (2017) de que la producción de Gas Natural Convencional se retraerá 2,8% a.a., es que se calculan los siguientes niveles de Gas (Convencional y No Convencional) para obtener un total de oferta de Gas Natural.

Tabla 3: Proyección de la Academia Nacional de Ingeniería de la Producción de Gas Natural Convencional y No convencional en Mm³. Argentina. 2018 - 2030.

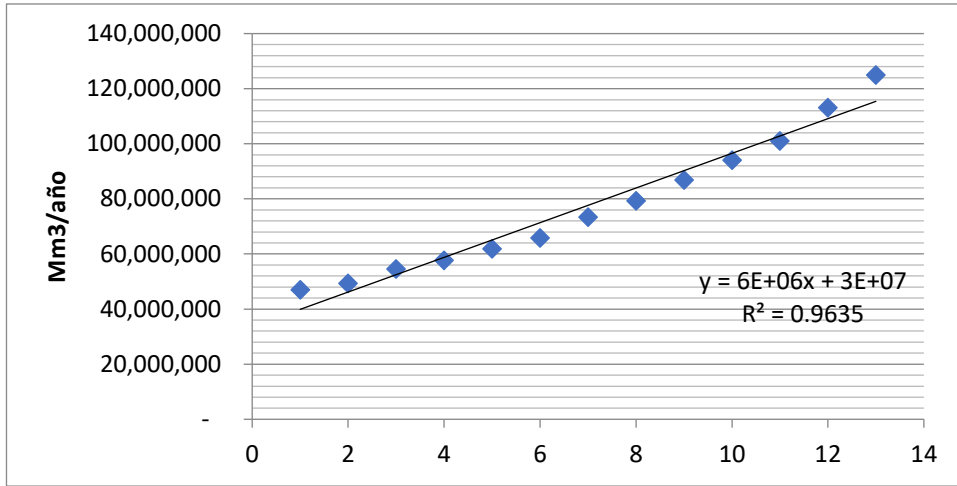
Año	Gas Conv	Gas No Conv	Total
2018	36.693.182	10.328.000	47.021.182
2019	35.665.773	13.673.000	49.338.773
2020	34.667.131	19.936.000	54.603.131
2021	33.696.452	24.068.000	57.764.452
2022	32.752.951	29.130.000	61.882.951
2023	31.835.868	34.005.000	65.840.868
2024	30.944.464	42.517.000	73.461.464
2025	30.078.019	49.293.000	79.371.019
2026	29.235.834	57.602.000	86.837.834
2027	28.417.231	65.712.000	94.129.231
2028	27.621.549	73.499.000	101.120.549
2029	26.848.145	86.300.000	113.148.145
2030	26.096.397	98.854.000	124.950.397

Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Gas No Convencional de Academia Nacional de Ingeniería (2014).

Gráficamente, la proyección de oferta que se obtuvo es la siguiente:

Gráfico 17: Proyección y Tendencia de la Producción de Gas Natural en Mm³.

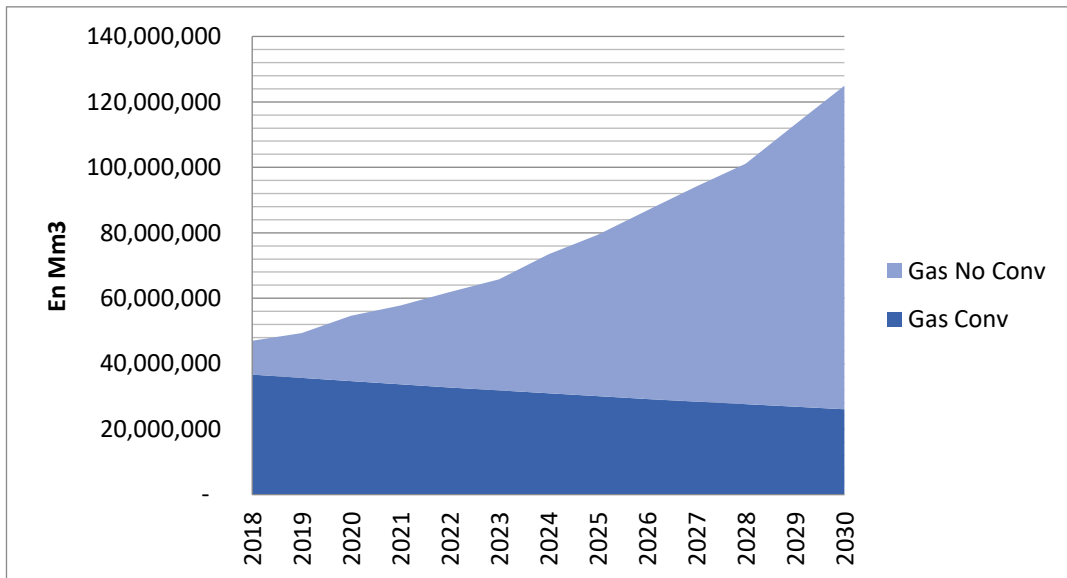
Argentina. 2018 - 2030.



Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Gas No Convencional de Academia Nacional de Ingeniería (2014).

Desagregando por tipo de gas, se obtiene la evolución proyectada como se observa a continuación:

Gráfico 18: Proyección de la Producción de Gas Natural en Mm³. Argentina. 2018 - 2030.



Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Gas No Convencional de Academia Nacional de Ingeniería (2014).

Para desagregar por cuenca, se consideró la demanda proyectada del ex MINEM (2017), en el trabajo denominado "Escenarios Energéticos 2030", para Gas Convencional

(-2.8% a.a.) y se aplica para todas las cuencas menos para la de Neuquén. En esta última, para el año 2018 (último año con datos ciertos disponible) se extrajo lo considerado por la estimación de Academia Nacional de Ingeniería (2014). A partir de allí se estimó que la cuenca producía la totalidad de Gas No Convencional, pero sufriendo una reducción del 2,8% en lo que se produce de convencional.

Tabla 4: Proyección de la Producción de Gas Natural por cuenca en Mm³. Argentina.

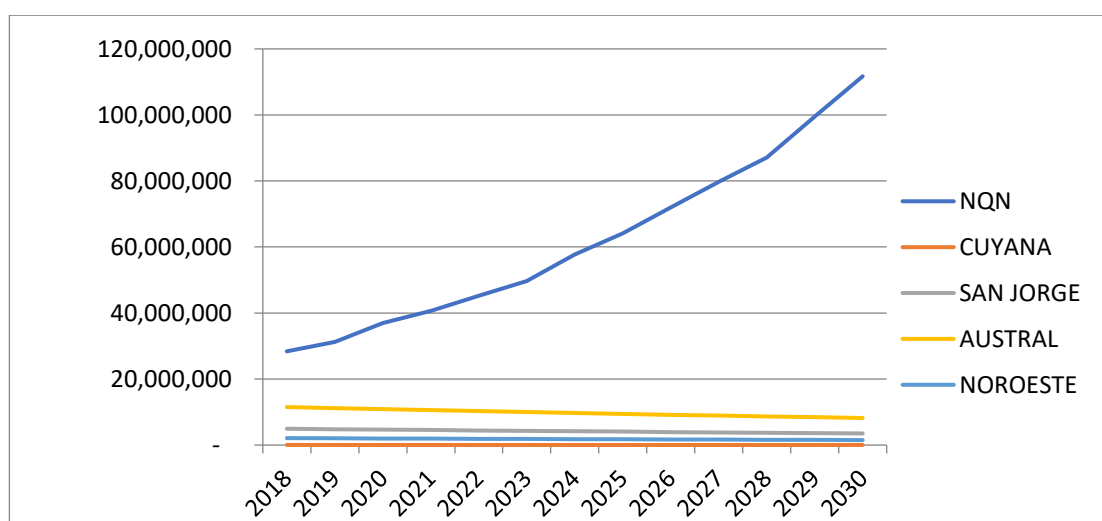
2018 - 2030.

Año	NQN	CUYANA	SAN JORGE	AUSTRAL	NOROESTE	Total
2018	28.394.026	48.964	4.948.074	11.521.125	2.108.993	47.021.182
2019	31.233.177	47.593	4.809.528	11.198.533	2.049.941	49.338.773
2020	37.004.492	46.260	4.674.861	10.884.974	1.992.543	54.603.131
2021	40.658.574	44.965	4.543.965	10.580.195	1.936.752	57.764.451
2022	45.256.038	43.706	4.416.734	10.283.950	1.882.523	61.882.951
2023	49.679.509	42.482	4.293.066	9.995.999	1.829.812	65.840.868
2024	57.752.623	41.293	4.172.860	9.716.111	1.778.577	73.461.464
2025	64.102.026	40.136	4.056.020	9.444.060	1.728.777	79.371.019
2026	71.996.373	39.013	3.942.451	9.179.626	1.680.371	86.837.834
2027	79.703.330	37.920	3.832.063	8.922.597	1.633.321	94.129.231
2028	87.098.573	36.858	3.724.765	8.672.764	1.587.588	101.120.549
2029	99.518.785	35.826	3.620.471	8.429.927	1.543.136	113.148.145
2030	111.702.659	34.823	3.519.098	8.193.889	1.499.928	124.950.397

Fuente: Elaboración propia (2019), en base a ex MINEM y Academia Nacional de Ingeniería

Gráfico 19: Proyección de la Producción de Gas Natural en Mm³ por cuenca. Argentina.

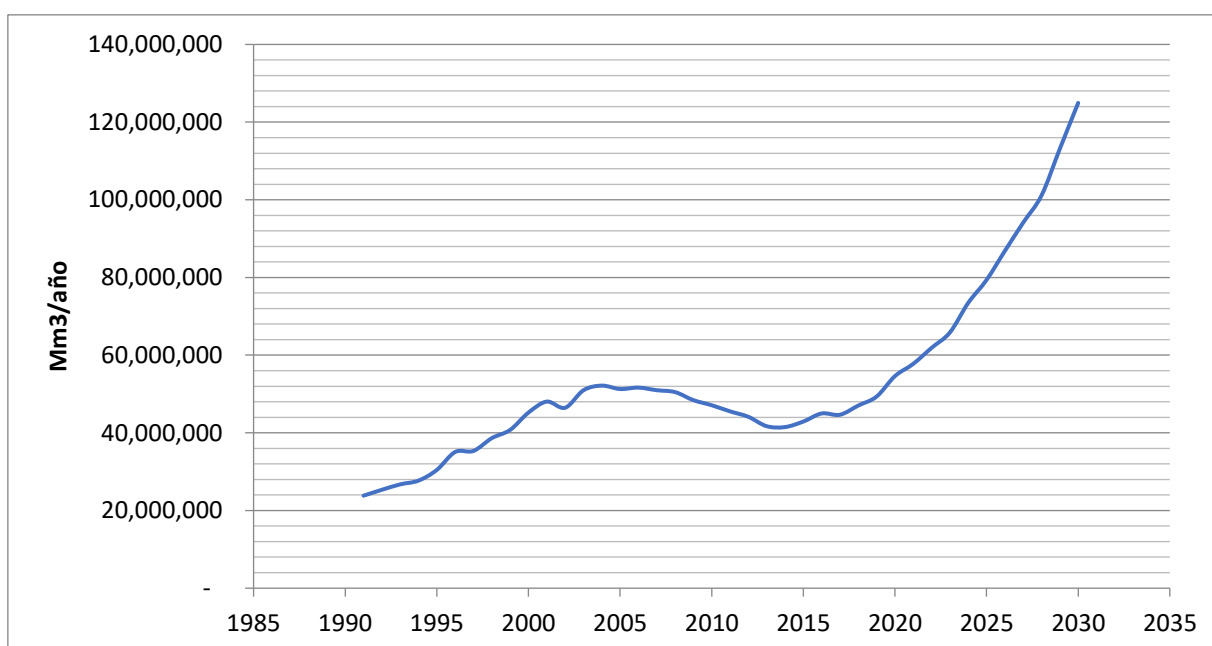
2018 - 2030.



Fuente: Elaboración propia (2019), en base a ex MINEM y Academia Nacional de Ingeniería

Por lo tanto, una vez obtenida la producción proyectada, se acopla a los datos de la producción existente desde 1991. Dicha producción se muestra en el siguiente gráfico. Se observa una disrupción en los años 2015 a 2019 que es el periodo que el yacimiento de Vaca Muerta comienza a operar con mayor ritmo. A su vez, se asevera que la proyección tomada en este apartado resulta muy optimista con relación a las analizadas con posterioridad.

Gráfico 20: Oferta de Gas Natural en Mm³. Argentina. 1991 - 2030.



Fuente: Elaboración propia (2019), en base a ex MINEM y Academia Nacional de Ingeniería

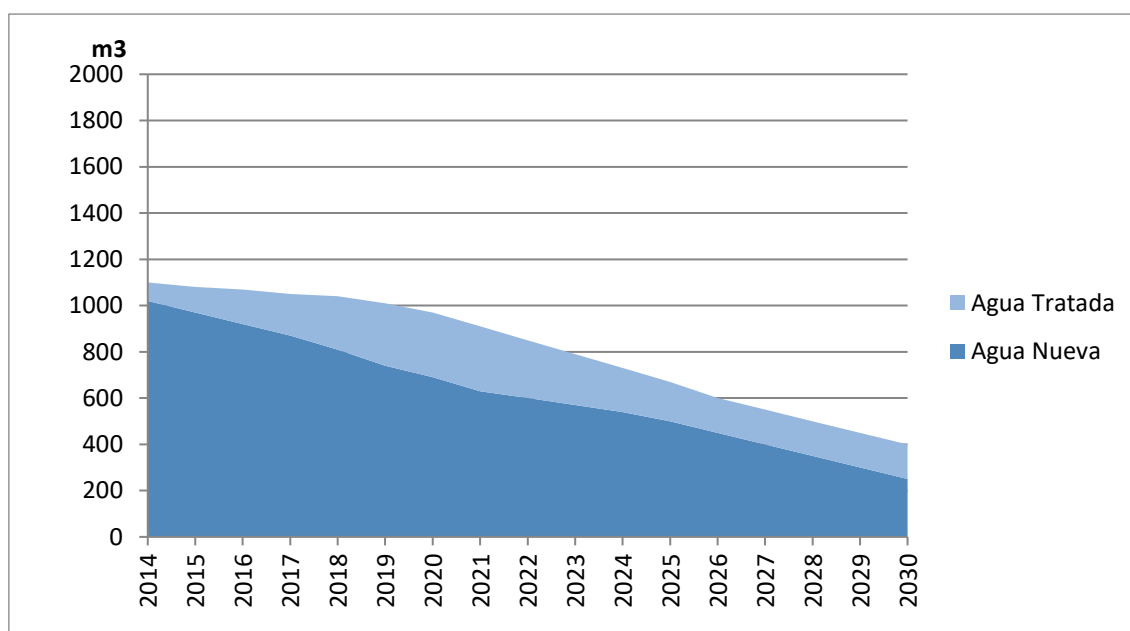
En cuanto a los costos de producción la Academia Nacional de Ingeniería (2014) estima que su evolución será decreciente, por la curva de aprendizaje en las tareas de perforación y extracción. También estima que la producción de shale gas se incrementará en forma exponencial, llevando a cabo una inversión prevista en el entorno comprendido entre 5.000 y 7.500 MM u\$s por año.

Dentro de las proyecciones de la explotación de Vaca Muerta, como se comentó anteriormente, es vital tener en consideración los requerimientos de agua que serán demandados, ya que el impacto ambiental debe ser estudiado. Codeseira (2013), destaca el origen del agua utilizada para la perforación y el fracking. Esta puede provenir

de varias fuentes: aguas superficiales, aguas subterráneas, suministros municipales de agua potable o agua reutilizada o tratada.

A medida que se avance en el proyecto serán reducidos los m³ de agua requeridos, especialmente de “agua nueva”, manteniéndose casi constante la cantidad de agua “tratada”. Dicha estimación de agua, fue obtenida del producto entre la cantidad de fracturas proyectadas por año y el volumen de agua requerida por fractura.

Gráfico 21: Consumo de agua por etapa de fractura en Ventana de Gas. Proyección 2014-2030.



Fuente: Academia Nacional de Ingeniería (2014)

6.1.3.2 Proyección de la Oferta de Gas Natural según Área de Pensamiento Estratégico (Hipótesis de desarrollo lento)⁸

Otra proyección posible surge en base a los estudios de Codeseira, et.al. (2015), donde establece un escenario de crecimiento lento para el cual, en 2030, la producción

⁸ La hipótesis considerada para realizar estas proyecciones según el autor fue de unos 975 pozos hacia el final y perfiles de producción aplicando el modelo Arps hiperbólico, sobre la base de empresas del sector, obteniendo cantidad de pozos, insumo, equipos, etc. Asimismo, se han delimitado ciertas áreas o regiones de mayor interés (ej. Loma la Lata, Aguada Pichana y Fortín de Piedra) y de menor interés. Por último, el autor (Codeseira, 2015) trabajó con las premisas de condiciones favorables para el crecimiento de la inversión, desarrollo de logística e infraestructura necesaria, mejora de la eficiencia y de los tiempos de los procesos de perforación de pozos y el uso de tecnologías más avanzadas vinculadas al no convencional.

de gas llegaría a 76 millones de metros cúbicos diarios. El autor también considera que año a año, la explotación de gas convencional irá disminuyendo.

En base a esta premisa, la oferta de gas se proyectó de la siguiente manera:

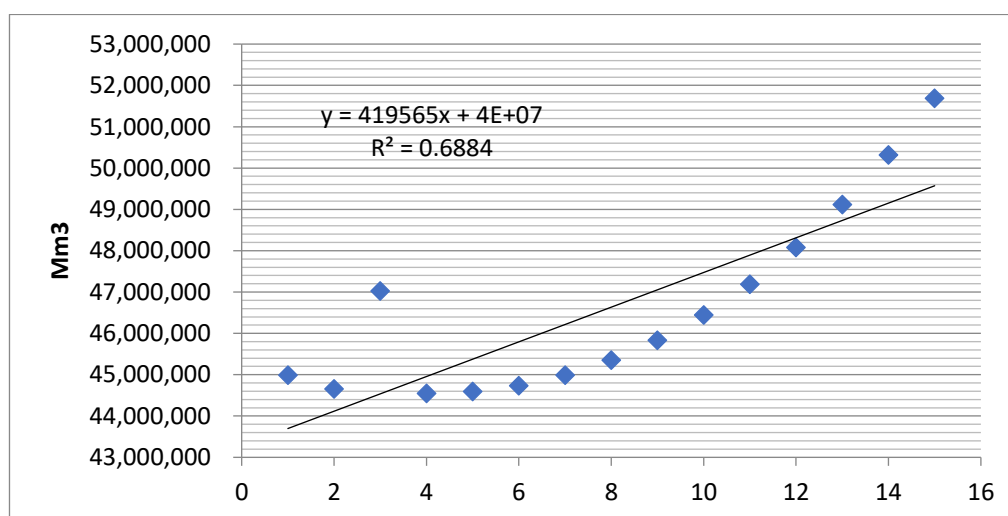
Tabla 5: Proyección de la Producción de Gas Natural Convencional y No convencional en Mm³. Argentina. 2016 - 2030.

Año	Gas Conv	Gas No Conv	Total
2016	35.514.500	9.473.329	44.987.829
2017	34.425.463	10.231.196	44.656.659
2018	35.971.491	11.049.691	47.021.182
2019	34.964.289	11.933.667	46.897.956
2020	33.985.289	12.888.360	46.873.649
2021	33.033.701	13.919.429	46.953.130
2022	32.108.757	15.032.983	47.141.740
2023	31.209.712	16.235.622	47.445.334
2024	30.335.840	17.534.471	47.870.311
2025	29.486.437	18.937.229	48.423.666
2026	28.660.816	20.452.207	49.113.024
2027	27.858.313	22.088.384	49.946.697
2028	27.078.281	23.855.455	50.933.735
2029	26.320.089	25.763.891	52.083.980
2030	25.583.126	27.825.002	53.408.129

Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

Gráficamente, la proyección de oferta que se obtuvo es la siguiente:

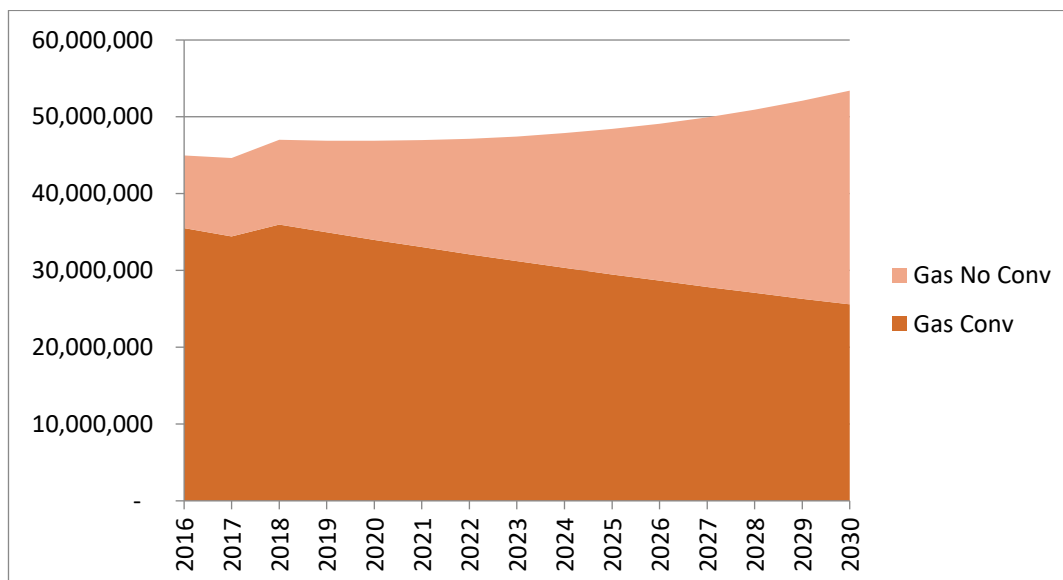
Gráfico 22: Proyección y Tendencia de la Producción de Gas Natural en Mm³. Escenario lento. Argentina. 2016 - 2030.



Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

Desagregando por tipo de gas, se obtiene la evolución proyectada como se observa a continuación:

Gráfico 23: Proyección de la Producción de Gas Natural en Mm³. Argentina. 2016 - 2030.



Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

Resulta evidente que el crecimiento de la oferta de gas es mucho más suavizado que el explicitado en el apartado 6.1.2.1.

Bajo el supuesto de que sólo la cuenca de Neuquén crece al ritmo que se prevé, y que por ende lo hará mediante el gas no convencional, la proyección obtenida es la siguiente:

Tabla 6: Proyección de la Producción de Gas Natural por cuenca en Mm³. Argentina. 2018 - 2030.

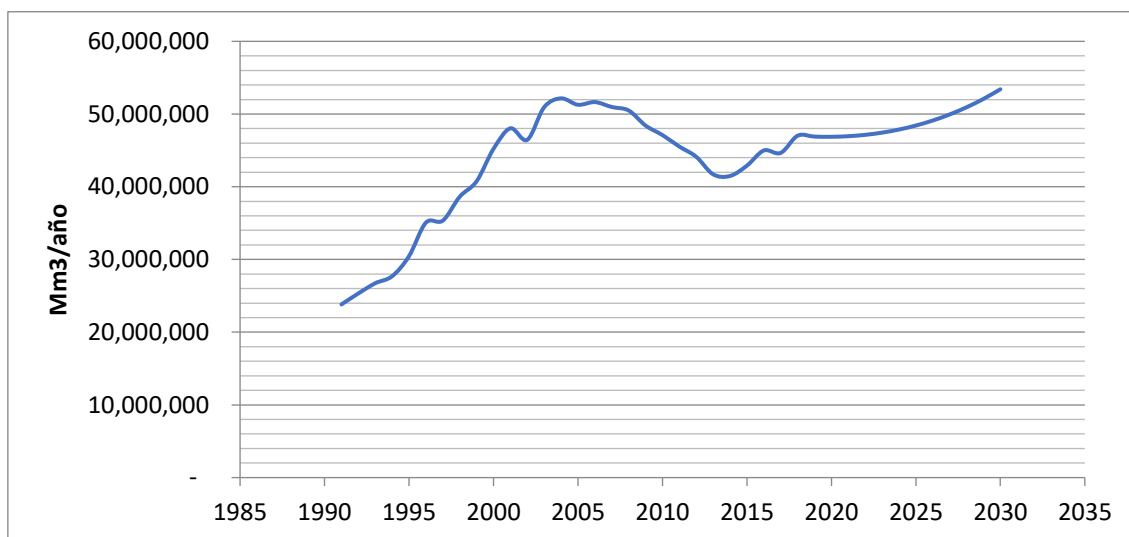
Año	NQN	CUYANA	SAN JORGE	AUSTRAL	NOROESTE	Total
2018	28.394.026	48.964	4.948.074	11.521.125	2.108.993	47.021.182
2019	28.792.360	47.593	4.809.528	11.198.533	2.049.941	46.897.956
2020	29.275.010	46.260	4.674.861	10.884.974	1.992.543	46.873.649
2021	29.847.253	44.965	4.543.965	10.580.195	1.936.752	46.953.130
2022	30.514.828	43.706	4.416.734	10.283.950	1.882.523	47.141.740
2023	31.283.975	42.482	4.293.066	9.995.999	1.829.812	47.445.334
2024	32.161.471	41.293	4.172.860	9.716.111	1.778.577	47.870.311
2025	33.154.672	40.136	4.056.020	9.444.060	1.728.777	48.423.666

2026	34.271.562	39.013	3.942.451	9.179.626	1.680.371	49.113.024
2027	35.520.797	37.920	3.832.063	8.922.597	1.633.321	49.946.697
2028	36.911.760	36.858	3.724.765	8.672.764	1.587.588	50.933.735
2029	38.454.620	35.826	3.620.471	8.429.927	1.543.136	52.083.980
2030	40.160.391	34.823	3.519.098	8.193.889	1.499.928	53.408.129

Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

Este supuesto de Desarrollo lento, sumado a la caída del gas convencional muestra un momento de disrupción muy marcado, entre 2015 y 2018 para comenzar a incrementar lentamente la oferta.

Gráfico 24: Oferta de Gas Natural en Mm³. Argentina. 1991 - 2030.



Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

6.1.3.3 Proyección de la Oferta de Gas Natural según Área de Pensamiento Estratégico (Hipótesis de desarrollo Rápido)⁹

A su vez, Codeseira et.al (2015) proyecta además un Escenario de Desarrollo Rápido, donde la explotación de Vaca Muerta lograría generar por día 160 millones de m³. En base a esta premisa, la oferta de gas se proyectó de la siguiente manera, anualizando la proyección y calculando el correspondiente porcentaje de crecimiento.

⁹ Los supuestos son similares a los explicitados en el ítem 6.1.2.2. No obstante, se considera la perforación de aproximadamente 1600 pozos hacia el año 2030.

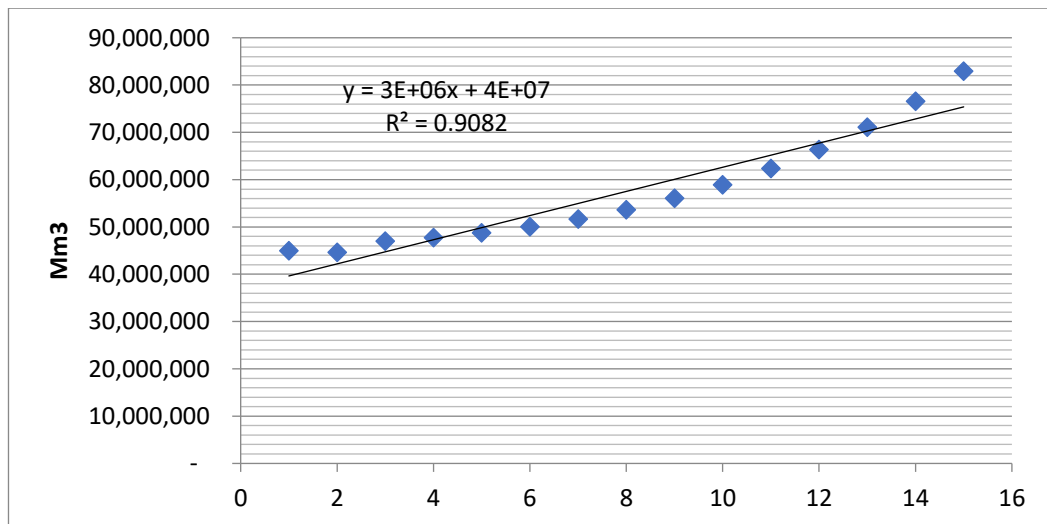
Tabla 7: Proyección de la Producción de Gas Natural Convencional y No convencional en Mm³. Argentina. 2016 - 2030.

Año	Gas Conv	Gas No Conv	Total
2016	35.514.500	9.473.329	44.987.829
2017	33.871.273	10.785.385	44.656.659
2018	34.742.021	12.279.161	47.021.182
2019	33.769.244	13.979.825	47.749.069
2020	32.823.705	15.916.031	48.739.736
2021	31.904.642	18.120.401	50.025.043
2022	31.011.312	20.630.077	51.641.388
2023	30.142.995	23.487.342	53.630.337
2024	29.298.991	26.740.339	56.039.330
2025	28.478.619	30.443.876	58.922.496
2026	27.681.218	34.660.353	62.341.571
2027	26.906.144	39.460.812	66.366.956
2028	26.152.772	44.926.135	71.078.906
2029	25.420.494	51.148.404	76.568.898
2030	24.708.720	58.232.458	82.941.179

Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

Gráficamente, la proyección de oferta que se obtuvo es la siguiente:

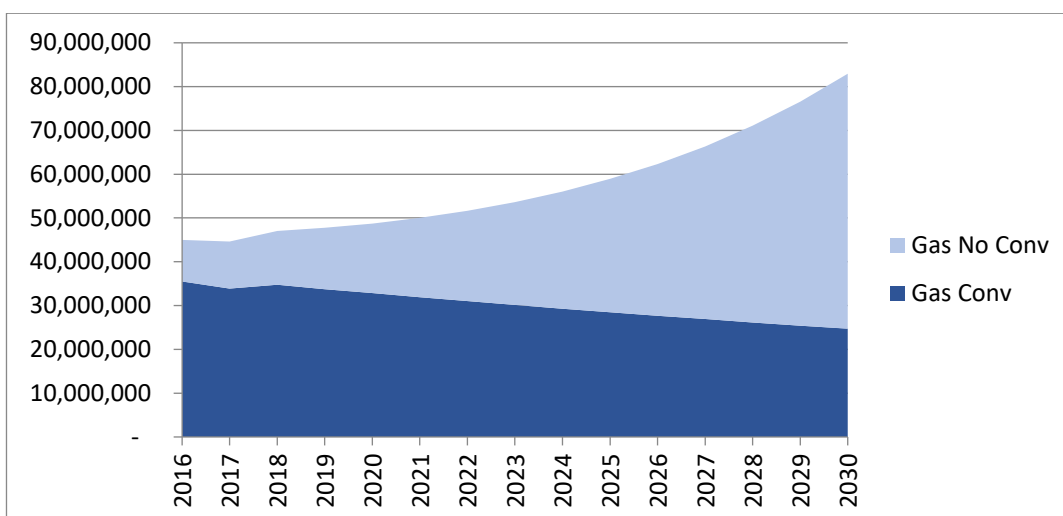
Gráfico 25: Proyección y Tendencia de la Producción de Gas Natural en Mm³. Escenario lento. Argentina. 2016 - 2030.



Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

Desagregando por tipo de gas, se obtiene la evolución proyectada como se observa a continuación. Es evidente que el escenario plantea una progresión a tasa creciente de la producción.

Gráfico 26: Proyección de la Producción de Gas Natural en Mm³. Argentina.
2016 - 2030.



Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

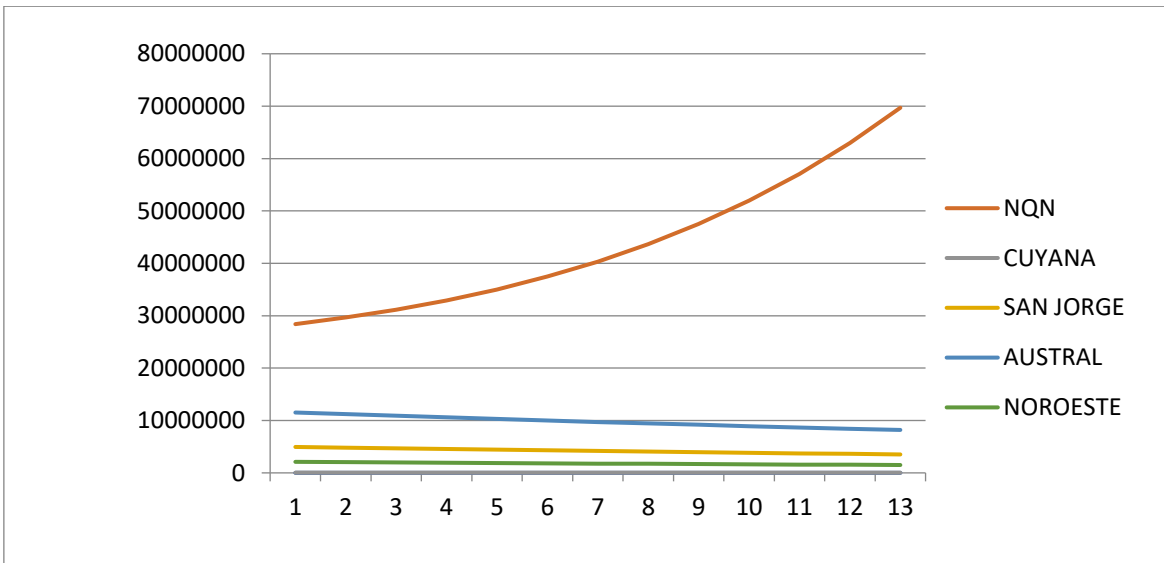
El cálculo de la proyección por cuenca se realizó de la misma manera que en los escenarios precedentes, y se observa a continuación.

Tabla 8: Proyección de la Producción de Gas Natural por cuenca en Mm³. Argentina.
2018 - 2030.

Año	NQN	CUYANA	SAN JORGE	AUSTRAL	NOROESTE	Total
2018	28.394.026	48.964	4.948.074	11.521.125	2.108.993	47.021.182
2019	29.643.474	47.593	4.809.528	11.198.533	2.049.941	47.749.069
2020	31.141.097	46.260	4.674.861	10.884.974	1.992.543	48.739.736
2021	32.919.166	44.965	4.543.965	10.580.195	1.936.752	50.025.043
2022	35.014.476	43.706	4.416.734	10.283.950	1.882.523	51.641.388
2023	37.468.978	42.482	4.293.066	9.995.999	1.829.812	53.630.337
2024	40.330.489	41.293	4.172.860	9.716.111	1.778.577	56.039.330
2025	43.653.502	40.136	4.056.020	9.444.060	1.728.777	58.922.495
2026	47.500.109	39.013	3.942.451	9.179.626	1.680.371	62.341.571
2027	51.941.055	37.920	3.832.063	8.922.597	1.633.321	66.366.956
2028	57.056.931	36.858	3.724.765	8.672.764	1.587.588	71.078.906
2029	62.939.538	35.826	3.620.471	8.429.927	1.543.136	76.568.898
2030	69.693.440	34.823	3.519.098	8.193.889	1.499.928	82.941.178

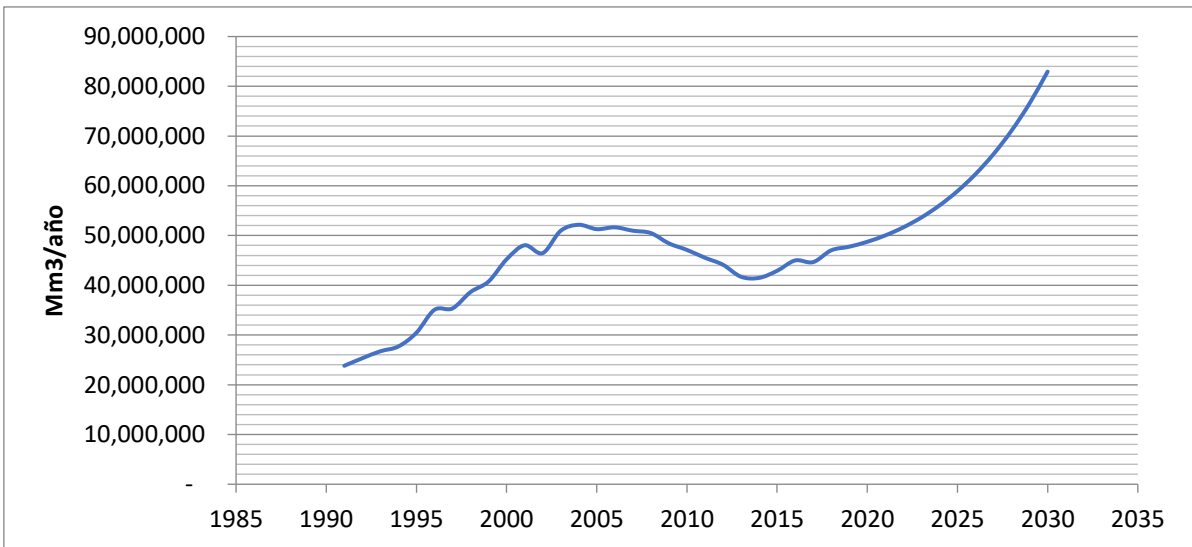
Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

Gráfico 27: Proyección de la Producción de Gas Natural en Mm³ por cuenca. Argentina. 2018 - 2030.



Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

Gráfico 28: Oferta de Gas Natural en Mm³. Argentina. 1991 - 2030.



Fuente: Elaboración propia sobre proyección de Codeseira et.al. (2015).

Como puede observarse, de las tres proyecciones planteadas, la de la Academia Nacional de Ingeniería (2014) es la más optimista, seguida por el Desarrollo Rápido de Codeseira et.al. (2015), y por último su Desarrollo Lento.

6.2. Análisis de la Demanda de GN

Si se analiza cómo varía el consumo de energía per cápita para distintos países, se observa que aquellos de mayor desarrollo económico tienen un mayor consumo. Sin embargo, esta relación dista de ser lineal.

Codeseira, et.al. (2015) estudió el comportamiento del consumo argentino y observó que la curva de consumo de energía sigue la curva de PBI.

El consumo de gas natural en el país está compuesto por los siguientes sectores:

- Residencial (R)
- Comercial (C)
- Industrial (Ind)
- Generación de Energía Eléctrica (G)
- Gas Natural Comprimido (GNC)
- Entes Oficiales (EO)
- Subdistribuidoras (SDB)

Se observa que mientras los consumos residenciales (R), comerciales (C) y de Entes Oficiales (EO), son fuertemente dependientes a las temperaturas (incrementándose en invierno), los consumos de GNC, industrial (ind) y de generación eléctrica no tienen este comportamiento. Recientemente en Argentina, ante la escasez de gas, y dada la prioridad de abastecer a los R, C y EO, se solía interrumpir la provisión de gas parcialmente a los Industriales.

Gráfico 29: Consumos diarios promedio R+C+EO a lo largo de un año. Argentina.



Fuente: Codeseira et.al. según datos ENARGAS (2015).

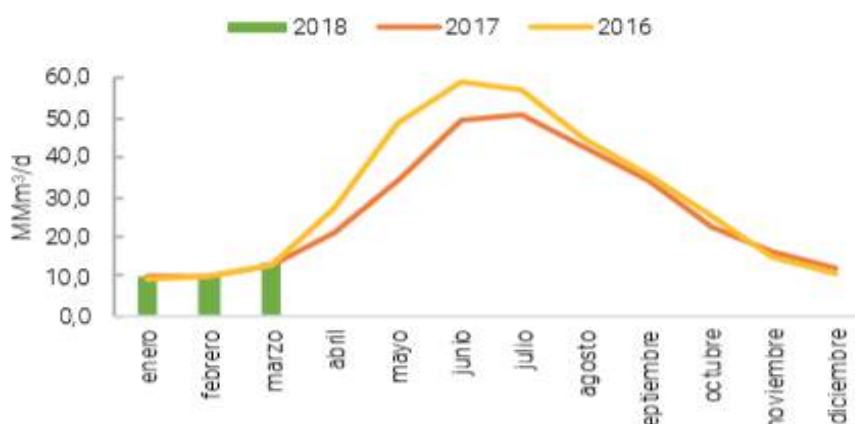
En este marco el ex MINEM (2017), al momento de modelar una proyección de demanda planteó dos escenarios de consumo final de energía. Un Escenario Tendencial, donde el consumo final se modela teniendo en cuenta el comportamiento de los últimos años de diversas estimaciones de tipo top down, y un Escenario Eficiente, que incorpora el potencial impacto de nuevas políticas en materia de ahorro y eficiencia energética.

Como ya se dijo, las variables más importantes que permitieron modelar los escenarios son, según el ex MINEM (2017), a saber: el crecimiento del PBI que históricamente se calcula en 2,7% anual acumulado; el crecimiento demográfico argentino que se estima hará llegar a la población en 2030 a 49,4 millones de personas y a unos 17,2 millones de hogares. También se espera que el gas natural, que actualmente llega al 65% de los hogares, se expanda hasta alcanzar el 74% hacia el 2030. Contemplando no solo el crecimiento vegetativo de las distribuidoras, sino también incorporando nuevos usuarios vinculados a las obras en materia de gasoductos troncales.

Se proyecta según el ex MINEM (2017), un parque automotor por tipo de vehículo y consumo de combustible según la relación PBI per cápita y tasa de motorización (335 autos cada mil habitantes en el 2030). A su vez, se supone una penetración moderada de autos eléctricos al mercado (1,5% del parque en el 2030).

La demanda de gas natural creció 4,2% en el primer trimestre de 2018 en comparación a igual periodo de 2017. A su vez, el gas natural entregado a la industria creció 8,8% en ese periodo (MINEM, 2018). Como puede observarse en el siguiente gráfico, la demanda de gas natural es estacionaria, con picos de consumo entre mayo y agosto, cuando en Argentina transcurre la época invernal. Esta estacionalidad hace que sean necesarias cantidades mucho más altas de gas natural de las que se producen actualmente y se recurre a la importación de Bolivia y GNL. Ahora bien, en el caso que la producción aumente como está previsto, para cubrir los picos de demanda de manera interna, habrá que plantearse qué hacer con el excedente en los periodos de baja de la demanda. De lo contrario no resultaría atractiva la inversión de explotación.

Gráfico 30: Gas natural. Consumo del sector residencial en MMm³ diarios. 2016-2018.



Fuente: MINEM (2018).

En la última década, la demanda tuvo un comportamiento incremental, como ya se dijo. Clasificado por consumidor, los niveles de demanda se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 9: Demanda de gas natural por sector. Año 2008-2018. En Mm³ de Kcal.

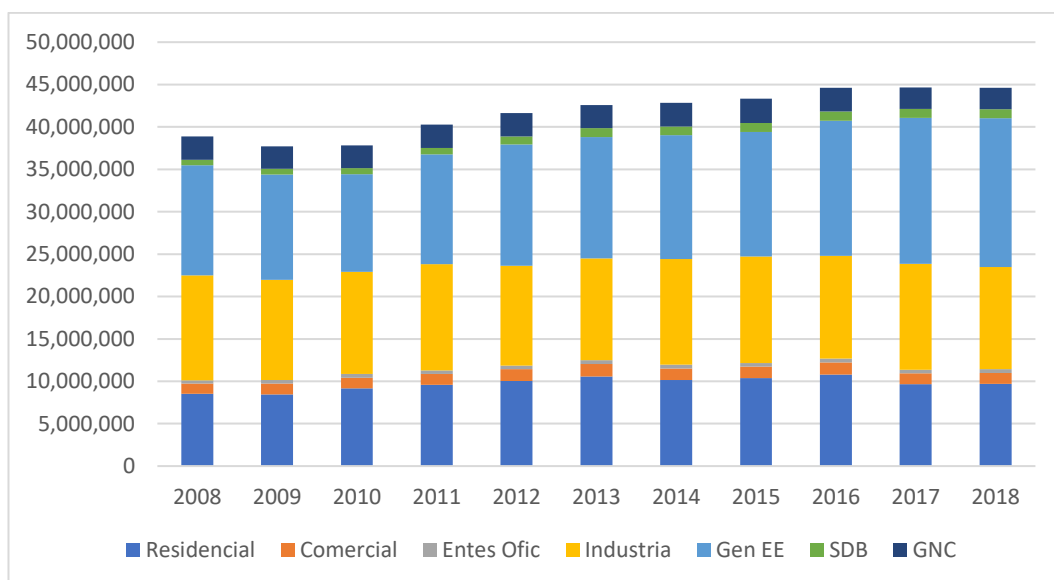
Año	Residencial	Comercial	Entes Ofic	Industria	Gen EE	SDB	GNC	Total
2008	8.521.000	1.207.000	403.000	12.371.000	12.982.000	658.000	2.728.000	38.870.000
2009	8.469.000	1.275.000	406.000	11.805.000	12.436.000	670.000	2.633.000	37.694.000
2010	9.182.000	1.248.000	429.000	12.038.000	11.519.000	728.000	2.664.000	37.808.000
2011	9.594.000	1.260.000	426.000	12.519.000	12.955.000	757.000	2.758.000	40.269.000
2012	10.055.000	1.361.000	445.000	11.783.000	14.286.000	941.000	2.784.000	41.655.000

2013	10.581.000	1.451.000	450.000	12.023.000	14.293.000	1.056.000	2.730.000	42.584.000
2014	10.142.000	1.377.000	454.000	12.447.000	14.623.000	1.011.000	2.786.000	42.840.000
2015	10.379.000	1.353.000	434.000	12.539.000	14.707.000	1.049.000	2.889.000	43.350.000
2016	10.809.000	1.407.000	470.000	12.099.000	15.944.000	1.104.000	2.798.000	44.631.000
2017	9.658.000	1.291.000	427.000	12.495.000	17.202.000	1.044.000	2.558.000	44.675.000
2018	9.695.672	1.299.875	431.283	12.040.377	17.576.621	1.046.000	2.525.412	44.615.240

Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS (2019).

Gráficamente se puede observar el aumento constante del uso del gas natural, y resalta el incremento en la generación eléctrica especialmente.

Gráfico 31: Participación por sector en el consumo de gas. Año 2008-2018. En Mm³ de Kcal.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS (2019).

6.2.1 Proyección de la Demanda de Gas Natural con poco crecimiento de GNC y GNL

Para las proyecciones se tomarán los aumentos porcentuales del ex MINEM (2017) por sector de consumo a partir del año 2022. No obstante, conforme al nuevo escenario macroeconómico recesivo se ha ajustado la demanda de los distintos segmentos del mercado para el periodo 2019-2022, por el efecto de la elasticidad precio en un contexto de caída de ingresos, que redundará en una disminución de la demanda respectiva de los

sectores que todavía tienen capacidad de ajuste, principalmente en el segmento residencial y comercial.

La elasticidad interanual del residencial se estableció en el -6% interanual y la de los comercios en el entorno del -10% por año, según elaboración propia en base a datos obtenidos del ENARGAS, conforme datos operativos de entrega de gas por tipo de usuario.

Dicho supuesto, por otro lado, resulta corroborado en el informe proporcionado por la U.S. Energy Information Administration (EIA) 2014, sobre el estudio de la elasticidad de los precios del gas en los Estados Unidos, en donde:

Elasticidades de demanda de gas a corto, mediano y largo plazo

Gas Natural	Corto Plazo			Largo Plazo
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 25
Residencial	-0,08	-0,14	-0,17	-0,28
Commercial	-0,14	-0,24	-0,29	-0,45

Fuente: Energy Information Administration (EIA) 2014

En el caso de este escenario, los aumentos del consumo posteriores se considerarán dentro del escenario tendencial del MINEM (2017).

Se hace la salvedad que se considera como bajo el incremento que el MINEM (2017) toma para el sector de demanda de GNC, ya que como se explicita en el capítulo siguiente, se están llevando adelante políticas públicas y acciones privadas para estimular el uso de este tipo de combustibles en vehículos pesados y utilitarios, siguiendo una tendencia a nivel mundial y aprovechando la posibilidad del recurso proveniente de Vaca Muerta. Es por ello que para los aumentos en GNC y GNL se consideran las proyecciones de Martínez y Lanin Rotenberg (2019).

En este primer escenario con poco crecimiento de uso de GNC y GNL se consideró que la demanda de gas con destino transporte para el año 2025 era de 9,86 MMm³/d. Y para el 2030, de 12,43 MMm³/d de Martínez y Lanin Rotenberg (2019).

Tabla 10: Aumentos porcentuales en escenario tendencial desde 2022 a 2030.

Segmento	% a.a.
Residencial	2,3%
Comercial	2,0%
Entes Ofic	2,0%
Industria	2,0%
Gen EE	2,0%
SDB	2,3%
GNC y GNL	5,0%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del MINEM (2017) y Martínez y Lanin Rotenberg (2019).

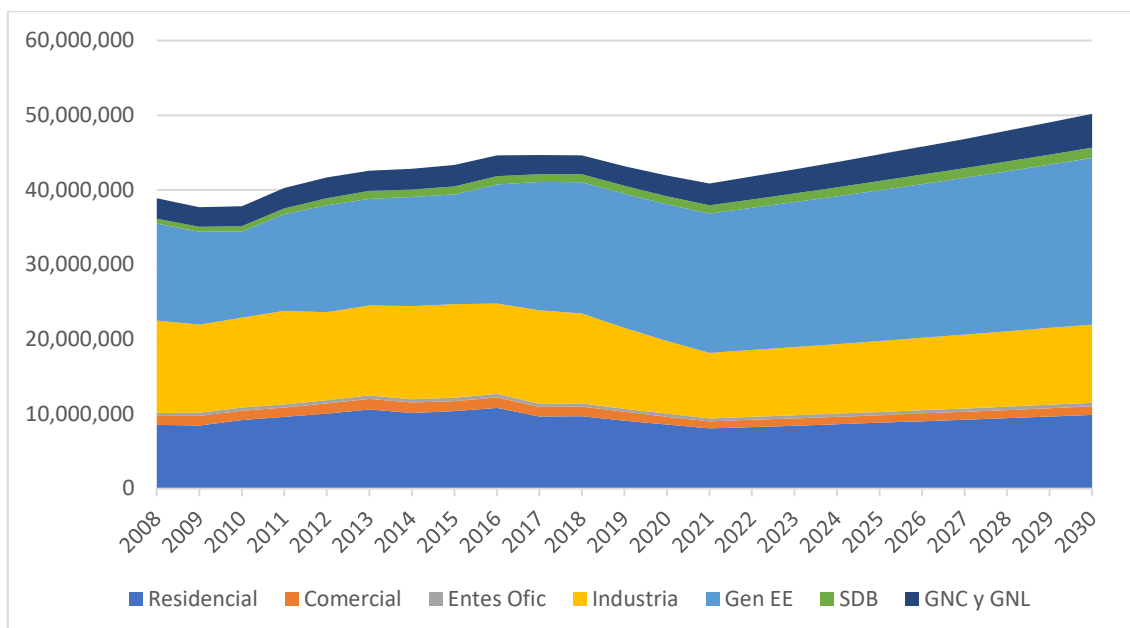
Con estos supuestos, la proyección obtenida es la que se observa a continuación:

Tabla 11: Demanda de gas natural proyectada en Escenario Tendencial y con poco crecimiento de GNC y GNL en Mm³. Años 2008 a 2030.

Año	Residencial	Comercial	Entes Ofic	Industria	Gen EE	SDB	GNC y GNL	Total
2008	8.521.000	1.207.000	403.000	12.371.000	12.982.000	658.000	2.728.000	38.870.000
2009	8.469.000	1.275.000	406.000	11.805.000	12.436.000	670.000	2.633.000	37.694.000
2010	9.182.000	1.248.000	429.000	12.038.000	11.519.000	728.000	2.664.000	37.808.000
2011	9.594.000	1.260.000	426.000	12.519.000	12.955.000	757.000	2.758.000	40.269.000
2012	10.055.000	1.361.000	445.000	11.783.000	14.286.000	941.000	2.784.000	41.655.000
2013	10.581.000	1.451.000	450.000	12.023.000	14.293.000	1.056.000	2.730.000	42.584.000
2014	10.142.000	1.377.000	454.000	12.447.000	14.623.000	1.011.000	2.786.000	42.840.000
2015	10.379.000	1.353.000	434.000	12.539.000	14.707.000	1.049.000	2.889.000	43.350.000
2016	10.809.000	1.407.000	470.000	12.099.000	15.944.000	1.104.000	2.798.000	44.631.000
2017	9.658.000	1.291.000	427.000	12.495.000	17.202.000	1.044.000	2.558.000	44.675.000
2018	9.695.672	1.299.875	431.283	12.040.377	17.576.621	1.046.000	2.525.412	44.615.240
2019	9.113.932	1.169.888	418.345	10.836.339	17.928.153	1.070.058	2.651.683	43.188.397
2020	8.567.096	1.052.899	405.794	9.752.705	18.286.716	1.094.669	2.784.267	41.944.147
2021	8.053.070	947.609	393.620	8.777.435	18.652.451	1.119.847	2.923.480	40.867.512
2022	8.238.291	966.561	401.493	8.952.984	19.025.500	1.145.603	3.069.654	41.800.085
2023	8.427.771	985.892	409.523	9.132.043	19.406.010	1.171.952	3.223.137	42.756.328
2024	8.621.610	1.005.610	417.713	9.314.684	19.794.130	1.198.907	3.384.294	43.736.948
2025	8.819.907	1.025.722	426.067	9.500.978	20.190.013	1.226.482	3.553.508	44.742.677
2026	9.022.765	1.046.237	434.589	9.690.997	20.593.813	1.254.691	3.731.184	45.774.275
2027	9.230.289	1.067.162	443.280	9.884.817	21.005.689	1.283.549	3.917.743	46.832.529
2028	9.442.585	1.088.505	452.146	10.082.514	21.425.803	1.313.070	4.113.630	47.918.253
2029	9.659.765	1.110.275	461.189	10.284.164	21.854.319	1.343.271	4.319.312	49.032.294
2030	9.881.939	1.132.480	470.413	10.489.847	22.291.405	1.374.166	4.535.277	50.175.528

Fuente: Elaboración propia en base a datos del MINEM (2017) y Martínez y Lanin Rotenberg (2019).

Gráfico 32: Demanda de gas natural por sector proyectada en escenario Tendencial y con poco crecimiento de GNC y GNL en Mm³. Años 2008 a 2030.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del MINEM (2017) y Martínez y Lanin Rotenberg (2019).

6.2.2 Proyección de la Demanda de Gas Natural con alto crecimiento de GNC y GNL

En este escenario se considerarán los mismos supuestos que en el apartado anterior sobre PBI, aumento de población, de hogares y parque automotor. Las variables que cambiarán será el crecimiento de demanda de gas natural por eficiencia y ahorro energético. Es decir que se tomarán los incrementos del ex MINEM (2017), en un Escenario de Eficiencia, considerando que las políticas públicas son efectivas para lograr ese objetivo.

Además, se hará el supuesto más importante, que es que el aumento del consumo de gas natural a través de GNC y GNL con destino transporte se presenta en un escenario promisorio de Martínez (2019) “...gracias a políticas públicas activas que permiten dinamizar el sector y se produce así una relativa penetración de vehículos con motores dedicados a gas. Esto generaría un consumo de 23,28 MMm³/d hasta 2025 y de 55,60 MMm³/d hasta 2030...”

Tal como en el escenario anterior, el incremento en los precios de las tarifas del gas y la recesión del país se supone generará un decrecimiento del consumo entre los años 2019 y 2021. Luego, se estima que la demanda volvería a aumentar, pero a tasas por debajo de las consideradas anteriormente, ya que las políticas de eficiencia energética se tornarían efectivas, al igual que el fomento del uso alternativo del GNC y GNL.

Tabla 12: Aumentos porcentuales en escenario eficiente desde 2022 a 2030.

Segmento	% a.a.
Residencial	1,3%
Comercial	1,0%
Entes Ofic	1,0%
Industria	1,0%
Gen EE	1,5%
SDB	1,3%
GNC y GNL	19,0%

Fuente: Elaboración propia.

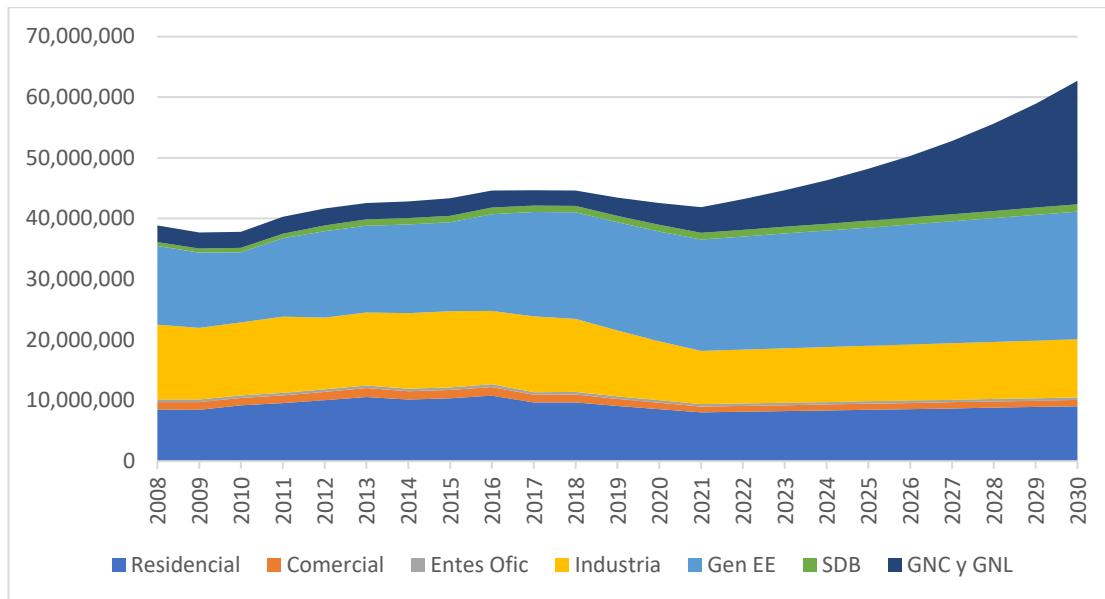
Tabla 13: Demanda de gas natural proyectada en escenario Eficiente y con alto crecimiento de GNC y GNL en Mm³. Años 2008 a 2030.

Año	Residencial	Comercial	Entes Ofic	Industria	Gen EE	SDB	GNC y GNL	Total
2008	8.521.000	1.207.000	403.000	12.371.000	12.982.000	658.000	2.728.000	38.870.000
2009	8.469.000	1.275.000	406.000	11.805.000	12.436.000	670.000	2.633.000	37.694.000
2010	9.182.000	1.248.000	429.000	12.038.000	11.519.000	728.000	2.664.000	37.808.000
2011	9.594.000	1.260.000	426.000	12.519.000	12.955.000	757.000	2.758.000	40.269.000
2012	10.055.000	1.361.000	445.000	11.783.000	14.286.000	941.000	2.784.000	41.655.000
2013	10.581.000	1.451.000	450.000	12.023.000	14.293.000	1.056.000	2.730.000	42.584.000
2014	10.142.000	1.377.000	454.000	12.447.000	14.623.000	1.011.000	2.786.000	42.840.000
2015	10.379.000	1.353.000	434.000	12.539.000	14.707.000	1.049.000	2.889.000	43.350.000
2016	10.809.000	1.407.000	470.000	12.099.000	15.944.000	1.104.000	2.798.000	44.631.000
2017	9.658.000	1.291.000	427.000	12.495.000	17.202.000	1.044.000	2.558.000	44.675.000
2018	9.695.672	1.299.875	431.283	12.040.377	17.576.621	1.046.000	2.525.412	44.615.240
2019	9.113.932	1.169.888	418.345	10.836.339	17.840.270	1.059.598	3.005.240	43.443.612
2020	8.567.096	1.052.899	405.794	9.752.705	18.107.874	1.073.373	3.576.236	42.535.977
2021	8.053.070	947.609	393.620	8.777.435	18.379.492	1.087.327	4.255.721	41.894.274
2022	8.157.760	957.085	397.557	8.865.209	18.655.185	1.101.462	5.064.308	43.198.565
2023	8.263.811	966.656	401.532	8.953.861	18.935.013	1.115.781	6.026.526	44.663.180
2024	8.371.240	976.322	405.547	9.043.400	19.219.038	1.130.286	7.171.566	46.317.400
2025	8.480.066	986.086	409.603	9.133.834	19.507.323	1.144.980	8.534.164	48.196.056
2026	8.590.307	995.946	413.699	9.225.172	19.799.933	1.159.864	10.155.655	50.340.578
2027	8.701.981	1.005.906	417.836	9.317.424	20.096.932	1.174.943	12.085.229	52.800.251

2028	8.815.107	1.015.965	422.014	9.410.598	20.398.386	1.190.217	14.381.423	55.633.711
2029	8.929.703	1.026.125	426.234	9.504.704	20.704.362	1.205.690	17.113.893	58.910.712
2030	9.045.790	1.036.386	430.497	9.599.751	21.014.927	1.221.364	20.365.533	62.714.248

Fuente: Elaboración propia en base a datos del MINEM (2017) y Martínez y Lanin Rotenberg (2019).

Gráfico 33: Demanda de gas natural por sector proyectada en escenario Eficiente y con alto crecimiento de GNC y GNL en Mm³. Años 2008 a 2030.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del MINEM (2017) y Martínez y Lanin Rotenberg (2019).

6.3. Análisis de Oferta y Demanda de Gas Natural en distintos escenarios

A continuación, se analizan los escenarios de oferta y demanda posibles conforme la consistencia de los escenarios planteados, tanto para oferta como para demanda. Se obtendrán tres casos:

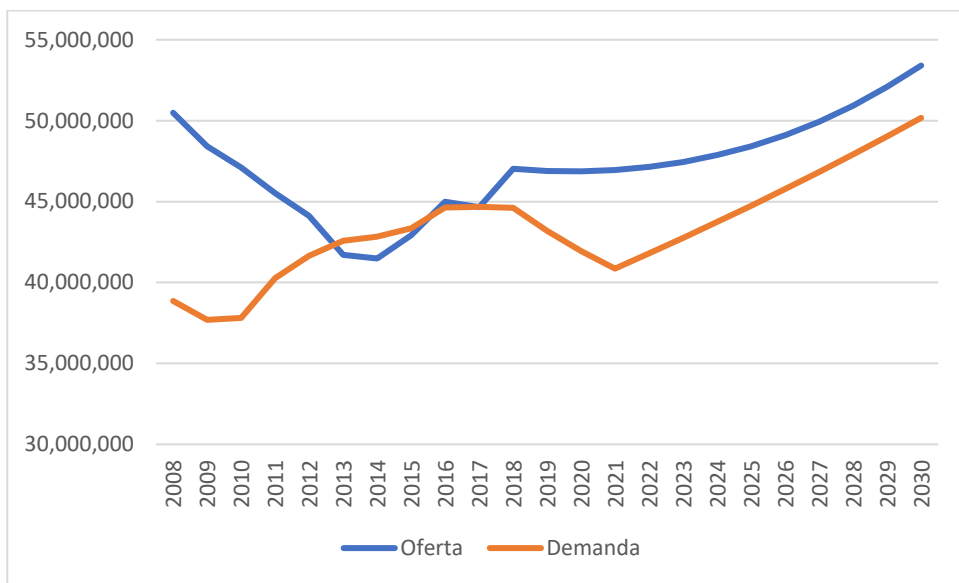
- I. Situación recesiva: Oferta de lento crecimiento y demanda con poco crecimiento de GNC y GNL.
- II. Situación expansiva y diversificada: Oferta de rápido crecimiento y demanda con poco crecimiento de GNC y GNL.

III. Situación expansiva sostenida en exportación: Oferta de rápido crecimiento y demanda con alto crecimiento de GNC y GNL.

Escenario I: Oferta de lento crecimiento y demanda con poco crecimiento de GNC y GNL:

Según este escenario, el autoabastecimiento está asegurado con un excedente entre oferta y demanda que permitiría la exportación de 11,03 MMm³/d en promedio entre 2019 y 2030.

Gráfico 34: Escenario I. En Mm³. Años 2008 a 2030.



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se puede observar la oferta y demanda en Mm³/d por la serie proyectada:

Estimación Mm³/día

Año	Oferta	Demanda
2019	128,488	118,324
2020	128,421	114,915
2021	128,639	111,966
2022	129,155	114,521
2023	129,987	117,141
2024	131,152	119,827
2025	132,668	122,583
2026	134,556	125,409
2027	136,840	128,308
2028	139,544	131,283

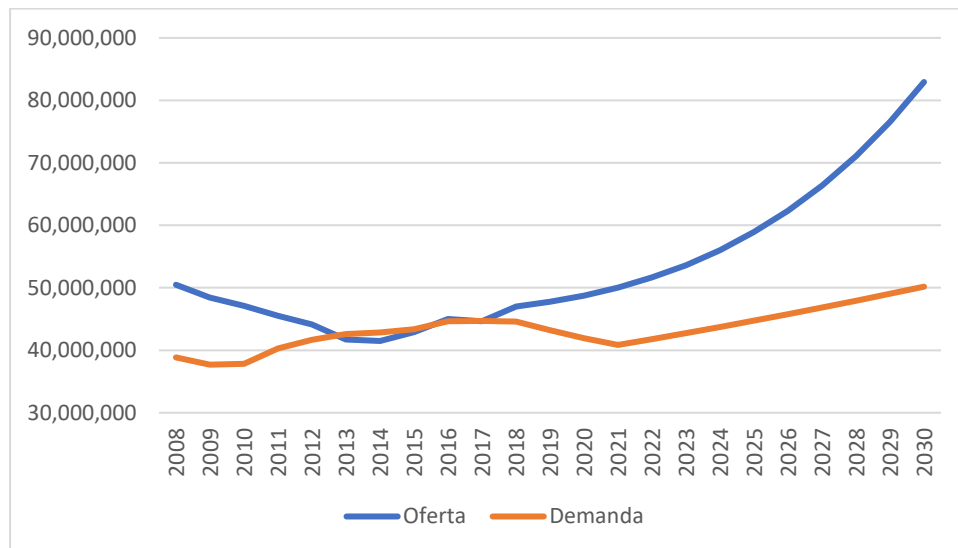
2029	142,696	134,335
2030	146,324	137,467

Fuente: Elaboración propia.

Escenario II: Oferta de rápido crecimiento y demanda con poco crecimiento de GNC y GNL:

Según este escenario, el autoabastecimiento está asegurado con un excedente entre oferta y demanda que permitiría la exportación de 42,76 MMm³/d en promedio entre 2019 y 2030. Sin lugar a dudas, dicho escenario no sería el ideal teniendo en cuenta las altas inversiones que se deben llevar a cabo, en Vaca Muerta, la escasa diversificación de la demanda acorde al objetivo de aumentar la oferta y la volatilidad de los precios internacionales. Como ya se explicó, es necesario buscar un mercado diversificado y alternativo en el país a precios competitivos.

Gráfico 35: Escenario II. En Mm³. Años 2008 a 2030.



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se puede observar la oferta y demanda en Mm³/d por la serie proyectada:

Estimación Mm³/día

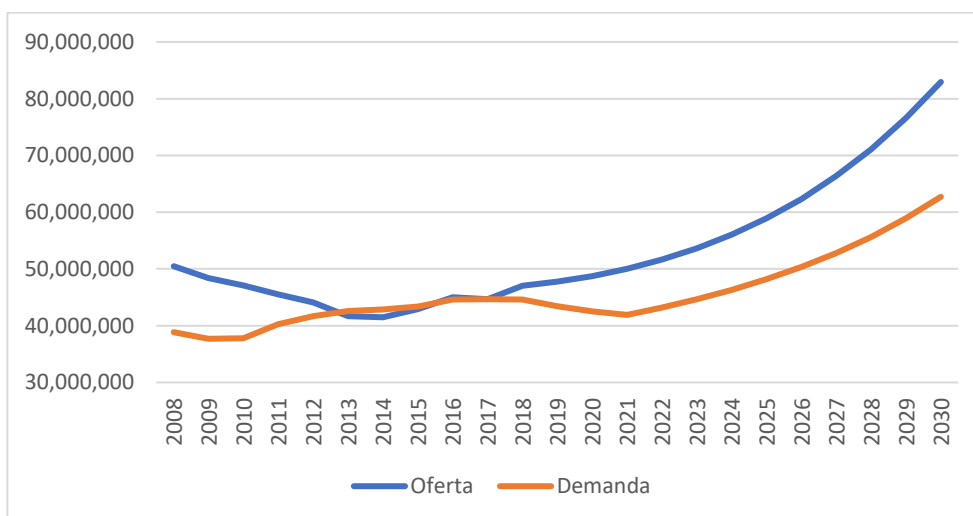
Año	Oferta	Demanda
2019	130,819	118,324
2020	133,534	114,915
2021	137,055	111,966
2022	141,483	114,521
2023	146,932	117,141
2024	153,532	119,827
2025	161,431	122,583
2026	170,799	125,409
2027	181,827	128,308
2028	194,737	131,283
2029	209,778	134,335
2030	227,236	137,467

Fuente: Elaboración propia.

Escenario III: Oferta de rápido crecimiento y demanda con alto crecimiento de GNC y GNL:

Según este escenario, el autoabastecimiento está asegurado con un excedente entre oferta y demanda que permitiría la exportación de 30,91 MMm³/d en promedio entre 2019 y 2030. Este escenario se presenta como el ideal, ya que plantea políticas públicas eficaces para lograr ahorro energético, se genera una nueva demanda de GNL y GNC con destino transporte, con grandes beneficios económicos y medioambientales, y además se invierte la balanza energética permitiéndole a Argentina volver a exportar. Los destinos podrían ser Uruguay, Brasil, Chile y cualquier otro país del mundo, como los asiáticos, ya que la licuefacción facilitaría el transporte fácil y seguro a grandes distancias.

Gráfico 36: Escenario III. En Mm³. Años 2008 a 2030.



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se puede observar la oferta y demanda en Mm³/d por la serie proyectada:

Estimación Mm³/día

Año	Oferta	Demanda
2019	130,819	119,024
2020	133,534	116,537
2021	137,055	114,779
2022	141,483	118,352
2023	146,932	122,365
2024	153,532	126,897
2025	161,431	132,044
2026	170,799	137,919
2027	181,827	144,658
2028	194,737	152,421
2029	209,778	161,399
2030	227,236	171,820

Fuente: Elaboración propia.

7. NUEVOS MERCADOS PARA EL GNL

7.1. GNL para transporte vehicular

La dependencia del petróleo del sector del transporte es casi absoluta, y esto supone altos niveles de emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes, además de una fuerte dependencia energética del exterior. El gas natural se presenta en este contexto como una alternativa en los sistemas de transporte convencionales que aporta mejoras en la competitividad de las empresas, beneficios medioambientales y diversificación energética, lo que implica además una mayor competencia frente al oligopolio del petróleo (Freire López, 2018).

Según Martínez (2019), a nivel internacional entre un 30% y 40% del petróleo mundial se utiliza en el transporte y el 14% de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) corresponden al transporte. La Directiva Europea 2014/94/UE “Espacio Único Europeo de Transporte”, propone la reducción al 2050 del 60% de los GEI (comparado contra 1990) y una cuota del 10% de mercado para las energías renovables en transporte. Los combustibles alternativos que se proponen utilizar son electricidad, hidrógeno, biocarburantes, GNC, GNL y GLP.

En España y en otras partes del mundo ya se están haciendo estudios e impulsando propuestas para que el transporte se intensifique hacia la utilización de otro tipo de combustibles.

Se denomina Gas Natural Vehicular (GNV por sus siglas en español o NGV por sus siglas en inglés), a la utilización del gas natural como combustible para vehículos. Puede utilizarse tanto en estado líquido (GNL) como gaseoso (comprimido, GNC). El Gas Natural Licuado (GNL), es gas natural que ha sido procesado para ser transportado y almacenado en fase líquida a presión atmosférica y a -160° C aproximadamente. El Gas Natural Comprimido (GNC) es gas natural almacenado y transportado a altas presiones, habitualmente entre 200 y 250 bar. Ambos se utilizan como combustible para uso vehicular.

Según Freire López (2018), el número de vehículos que actualmente utilizan GNV en el mundo se sitúa en más de 25 millones frente a los 1.000 millones de vehículos convencionales que circulan. En este sentido, países como EEUU están apoyando diversos planes para incorporar infraestructuras y tecnologías que permita la implantación de soluciones con gas natural vehicular y dar pasos hacia una mayor autosuficiencia energética. En otros mercados, como es el caso de China, las motivaciones para apoyar el despliegue del gas natural en el transporte no son por el acceso a energía más barata, sino como solución a los graves problemas medioambientales de las grandes urbes.

La forma más utilizada de aprovisionamiento de gas natural para vehículos es el gas natural comprimido (GNC), sin embargo, se está abriendo paso al uso del gas natural líquido (GNL), cuya mayor densidad energética permite ofrecer una mayor autonomía, por la reducción del volumen en 600 veces, gracias al proceso de enfriamiento a -160° C.

En Argentina, para diciembre de 2018, ENARGAS (2018) calculó que 1.652.939 vehículos utilizan GNC, que existen 500 localidades en el país con expendio de GNC y que 2.019 estaciones de servicios proveen GNC. Esto representa el 21,7% del parque automotor argentino. El precio del GNC, para ese mismo periodo, que se registró fue de \$19,911 por m^3 en promedio a nivel país. La demanda de GNC en su totalidad abarca estimativamente los 6,573 millones de metros cúbicos diarios (año 2018), representando un 5,3% de la demanda local de gas natural.

Figura 3: Estaciones de carga en Argentina



ENARGAS (2019).

Por lo tanto, es necesario que países como Argentina, con grandes reservas de gas bajo sus suelos, pueda enfocarse en desarrollar la infraestructura necesaria para que se utilicen mayores cantidades de GN en el área de transportes, ya sea GNC o GNL. Una de las necesidades que se desprende de este objetivo es que se puedan instalar una mayor cantidad de surtidores en todo el país y se desarrolle una industria que añada valor agregado. Las barreras que se deben derribar son las siguientes:

- Regulatorias: Es necesario el apoyo sostenido y sin incertidumbres de la Administración Pública.
- Técnicas: se requieren motores dedicados, con eficientes diseños y garantizados por los fabricantes.
- Económicas¹⁰: si se produce a escala reducida, se generan costos unitarios elevados.

¹⁰ Por el contrario, Economía de Escala se la conoce como un concepto a largo plazo y se refiere a la producción que se incrementa y/o los costos que disminuyen como resultado del aumento del tamaño y eficiencia de la planta, empresa o industria. Dados los precios a que una empresa puede comprar los factores de producción, surgen economías de escala si el aumento de la cantidad de factores de producción es menor en proporción al aumento de la producción.

- Infraestructura: la escasez de estaciones de recarga reduce el interés.
- Sociales: el desconocimiento entre el público provoca rechazos o temores.

Freire López (2018), también destaca que, para transportes de gran peso, que recorren grandes distancias en ruta es necesario que sean dotados de depósitos de GNL, que les dé mayor autonomía con un menor peso. El GNL no requiere depósitos preparados para resistir altas presiones como ocurre con el GNC, pero si tienen que estar preparados con un importante aislamiento térmico para reducir la vaporación incontrolada del GNL. Esta tecnología también puede ser utilizada en transporte marítimo, aéreo, ferroviario, sin ningún problema.

7.2. Acciones para aumentar el uso de GNL en Argentina

En Argentina había una fuerte tendencia a reducir el problema energético a una simple cuestión de oferta. Es decir, a la búsqueda de nuevas fuentes de abastecimiento que satisfagan la demanda. Este enfoque eludía un aspecto fundamental del problema, que era la naturaleza y rol de la demanda (Codeseira, et.al., 2015).

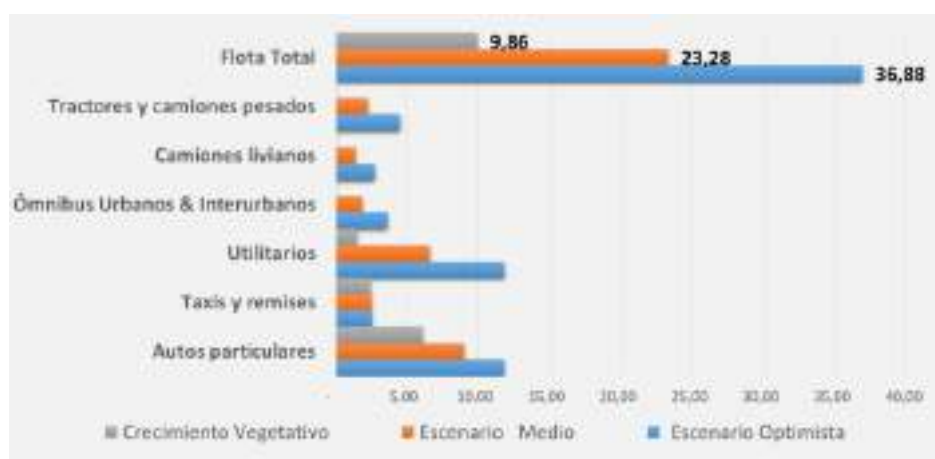
El gas que se puede extraer de Vaca Muerta, según las proyecciones generará al país una oferta muy superadora comparada con la demanda actual. Se sabe que dicha demanda no crecerá demasiado en los próximos años, pues está constituida una demanda madura. Por lo tanto, se deben pensar alternativas de utilización del gas para aumentarla.

Martínez (2019), sostiene que asignar el gas de Vaca Muerta al consumo como combustible del transporte vehicular, sería dotarlo de una rentabilidad óptima. Ello pues, el precio de gas en boca de pozo asignable a este segmento resulta competitivo a los U\$S 3,5 por MMBTU y hasta U\$S 4,5 por MMBTU, dado que compite contra otros combustibles líquidos que están en el entorno de los U\$S 12,4 por MMBTU (fueloil) y de los U\$S 17,6 por MMBTU (en el caso del diésel). En este marco los restantes destinos como ser la petroquímica, o el procesamiento de GNL, requieren de mejor performance

de precios. Por ende, este destino sería conveniente a los fines de destinar el gas no convencional y apalancar proyectos de exportación de GNL en el corto y mediano plazo.

Martínez y Lanin Rotenberg (2019) estimaron que, dependiendo del tipo de políticas que se ejecuten para dinamizar el sector se podría llegar a demandar para el transporte los volúmenes que se muestran a continuación.

Gráfico 37: Demanda de gas destino transporte. Año 2025.



Fuente: Martínez y Lanin Rotenberg (2019)

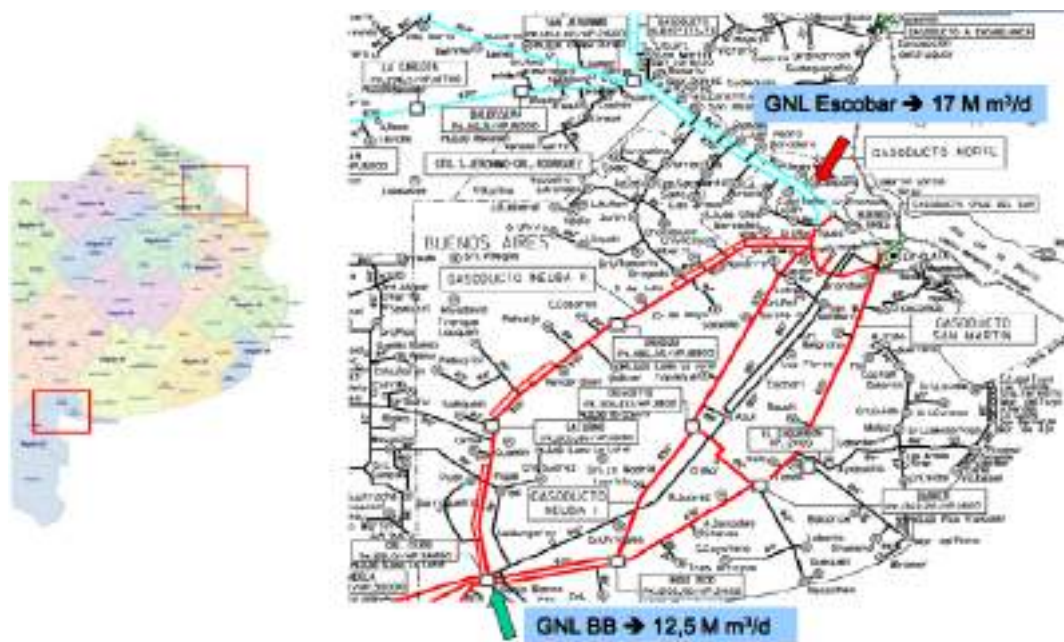
Para el planteo del escenario optimista se supuso que (Martínez y Lanin Rotenberg, 2019):

- Autos particulares, Utilitario, Tractores y camiones pesados: Se genera el desarrollo de vehículos con motores dedicados a gas e incentivos a su demanda por la favorable relación de precios del combustible, en un contexto de oferta creciente del gas.
- Taxis y remises: Conversión de todos los vehículos que tienen acceso a una estación de carga.
- Ómnibus: Servicio Público Jurisdicción Nacional del AMBA pasa a gas (No se convierte ninguna unidad dedicada a servicios no regulares).
- Conversión de toda la flota de camiones de basura.
- Implementación de políticas activas por parte del Gobierno Nacional y de algunas Provincias.

- Otorgamiento de créditos blandos para la conversión y compra de ómnibus y camiones dedicados.

En la actualidad, el GNL se introduce en el mercado a través en la planta de Escobar, pero hasta el 2018 operaban también en una planta de regasificación ubicada en Bahía Blanca, ambas proveían gas natural para cubrir principalmente los picos estacionales de consumo en invierno. En América coexisten varios modelos regulatorios. Así es que Argentina, Brasil, Canadá y Estados Unidos tienen plantas de GNL cerradas. En el caso de Argentina y Brasil, además de ser cerradas, las plantas son operadas por empresas con una importante participación estatal (ex Ministerio de Energía y Minería, 2018).

Figura 4: Ubicación geográfica de las plantas de regasificación de Argentina.



Fuente: Integración Energética Argentina S.A. (ex ENARSA)

Actualmente, Transportadora Gas del Sur (TGS) y la firma estadounidense Excelerate Energy LP, firmaron un Memorando de Entendimiento para evaluar un proyecto de licuefacción en Bahía Blanca. Al mismo tiempo, TGS está llevando a cabo un proyecto midstream dirigido al transporte y acondicionamiento de la producción de gas natural de Vaca Muerta. Este proyecto garantiza la infraestructura requerida para

inyectar la producción incremental de gas con destino a los principales puntos de consumo.

TGS es actualmente el mayor transportador de gas natural en Argentina y opera el sistema de ductos más extensos de América Latina en términos de longitud, entregando el 60% del total de gas natural transportado en Argentina, a través de 9.000 Km de ductos, con una capacidad máxima de 80 MMm³/d. El sistema de transporte TGS conecta las cuencas Neuquinas, San Jorge y Austral, ubicadas en el sur y oeste de Argentina, con el área metropolitana de Buenos Aires. TGS también produce y comercializa líquidos de gas natural en el mercado local y de exportación, una actividad que se realiza en el Complejo General Cerri, en Bahía Blanca (EconoJournal, 2018).

Gandini (2018) afirma que YPF negoció con la empresa belga Exmar para contratar una barcaza equipada con una unidad flotante de licuefacción de gas. El buque tiene capacidad para procesar unos 2,2 millones de metros cúbicos diarios (MM³/día) de gas. El contrato de alquiler ronda los U\$S30 millones por año. Se estima que el costo de licuefacción en la barcaza ronda los U\$S 2,50 por cada millón de BTU de gas procesado. Eso quiere decir, que si YPF puede despachar gas a un precio en boca de pozo de U\$S 3,50, podría estar en condiciones de exportar GNL a U\$S6 por MMBTU más costo de flete y transporte.

A futuro, si YPF logra bajar el costo de desarrollo de Vaca Muerta, el proyecto podría utilizarse para explotar gas extraído en campos no convencionales. A su vez, para facilitar la viabilidad económica del proyecto, el Ministerio de Hacienda accedería a reducir las retenciones a la exportación de gas hasta un 50%.

Según Spaltro (2019), el 21 de mayo del 2019 YPF lanzó una oferta para vender 30.000 metros cúbicos de GNL, esto se debe a la mejora en la producción de gas que ya se experimenta en Vaca Muerta y al barco de licuefacción que dispone en Bahía Blanca, llamado "FLNG Tango de la empresa Exmar". Los potenciales compradores del gas licuado serían China e India, por la necesidad de sustituir la generación eléctrica a base de carbón y Alemania y Japón, por el apagón de sus centrales nucleares.

El que ofrece YPF es un cargamento de prueba, ya que para vender GNL con regularidad se necesita un marco regulatorio. Estas ventas de GNL al exterior deben ser autorizadas por el Gobierno, al igual que la comercialización de gas natural a Chile, Uruguay y Brasil, y serían permitidas siempre que no comprometa la seguridad energética, es decir, que no falte el abastecimiento interno al menor costo posible.

Para pensar en la posibilidad de exportar masivamente GNL es necesaria la construcción de una gran planta de licuefacción de gas natural, que costaría estimativamente entre U\$S 4.000 millones y U\$S 5.000 millones. EEUU demoró 40 meses en terminar de construir una planta similar a la del proyecto, por lo que se estima que Argentina podría tardar entre 4 y 5 años (Spaltro, 2019).

Como avances en el tema, en lo que va del 2019 se llevaron a cabo importantes acontecimientos. En enero se cargó la primera flota de camiones a GNL del país. El acto se realizó junto al proyecto desarrollado para la Central Termoeléctrica de Anchoris, Mendoza. Con el reemplazo de camiones gasoleros a GNL, las empresas pueden alcanzar mayores niveles de eficiencia ambiental y económica en cada flete. Menores emisiones de escapes, gases, material particulado y bajos costos de hasta un 50% más bajos que los combustibles. La empresa Galileo Technologies S.A. tiene planeado en el mediano plazo instalar un Corredor Azul de estaciones de carga de GNL, para que esté disponible en las rutas argentinas (Econojournal, 2019).



Fuente: <https://www.galileoar.com/embed/>

Cryostar es un fabricante líder de bombas y equipos para líquidos criogénicos de la Unión Europea, dedicados a desarrollar sistemas de carga de GNL, estaciones de almacenaje y estaciones de servicios para GNL. En abril de 2019, presentó en Argentina las novedades tecnológicas que permite adaptar cualquier motor para cargar GNL e implementarlas en transportes pesados, buques y locomotoras. La empresa está interesada en el mercado interno ya que el desarrollo vertiginoso de Vaca Muerta pone a Argentina ante la oportunidad no solo de exportar gas por gasoductos, sino también como GNL, y principalmente a consolidar su mercado interno con pequeñas plantas de licuefacción (Hábitat Sustentable, 2019).

7.3. Los costos de la licuefacción

Navazo (2019) opina que Vaca Muerta tiene el desafío de poder salir al mundo a precios competitivos, y para ello necesita plantas de GNL para luego intentar ganar mercados en Asia. En la industria global de la energía hay consenso en que el gas será el combustible estrella a mediano plazo, que protagonizará la transición hacia las fuentes renovables por ser abundante, económicamente viable de explotar y más limpio con respecto al carbón, uno de los máximos responsables de los gases de efecto invernadero.

Un proyecto importante de GNL para exportación, de tres o cuatro trenes de licuefacción, con una capacidad de más de 10 millones de toneladas anuales, requerirá 4 o 5 años de obras. Además, se debería hacer de forma modular de modo de acompañar el crecimiento de la producción de Vaca Muerta y la infraestructura de transporte, explicó Codeseira (citado por Navazo, 2019). También consideró que, con el costo financiero argentino, un proyecto de esa magnitud hoy es difícil de concretar para empresas locales, salvo que un socio extranjero aporte el capital.

Según Navazo (2019) se estima que una planta de licuefacción tiene un costo estimativo de entre 1.000 y 1.500 dólares por cada tonelada de capacidad instalada. Con lo cual una instalación de 10 millones de toneladas demandaría entre los 10 y 15 mil

millones de dólares. En el largo plazo el desarrollo pleno del shale neuquino dependerá de la capacidad de colocar en los mercados extranjeros entre 120 y 180 millones de metros cúbicos diarios de gas. La competitividad será el factor clave para alcanzar un logro a escala internacional.

Como proyección se estima que Vaca Muerta deberá producir en el entorno de los a 2,60 dólares el millón de BTU en boca de pozo, para llegar a mercados con grandes demandas como China a un precio final de entre 7 y 10 dólares el millón de BTU hacia el 2025.

8. DESARROLLO DE POLÍTICAS PÚBLICAS

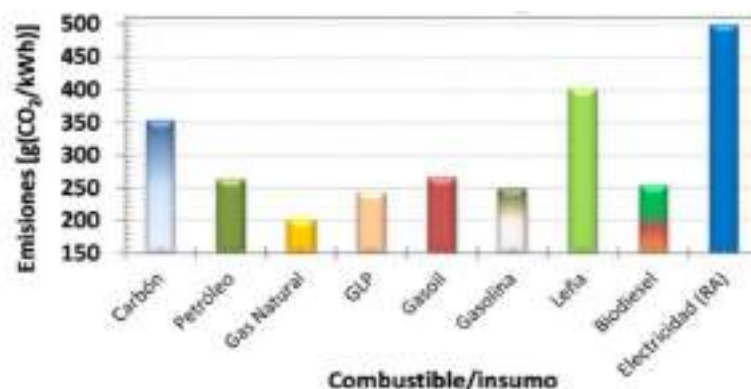
8.1. Utilización del gas natural para lograr eficiencia

La utilización de gas reemplazando al uso de otros combustibles fósiles, trae varios beneficios, entre ellos los medioambientales. El gas tiene menor contenido de dióxido de carbono que el petróleo y el carbón. Como consecuencia, su consumo implica menor volumen de carbono en el medio ambiente (Codeseira, et.al., 2015). El gas es más limpio al quemarse, respecto del carbón y otras fuentes energéticas y contamina menos el aire. Por ello, su uso se potencia en conglomerados urbanos para la calefacción y la cocina (Calvo, 2011).

El gas necesita menos combustible para generar la misma cantidad de energía. Es decir, ayuda a mejorar la calidad de los productos y la competitividad en varias industrias. El gas se utiliza para la generación de electricidad, y cada vez más se utilizan turbinas altamente eficientes de ciclo combinado (CCGT).

Una consecuencia inmediata es una menor emisión de CO₂. Se calcula que el Gas Natural emite 117.000 libras de contaminante en el aire por cada mil millones de BTU de energía producida, contra 164.000 que produce el petróleo y 208.000 generados por el carbón (Calvo, 2011).

Gráfico 38: Emisiones de CO₂ de combustibles e insumos energéticos.



Fuente: Codeseira et.al. (2015).

Por lo tanto, la industria del gas natural debe orientarse al desarrollo sustentable, pero sin afectar el desarrollo en términos de abastecimiento de energía. Debe poder balancear el incremento de la demanda de energía con la imperativa necesidad de reducir los GEI (Gases del Efecto Invernadero) (Calvo, 2011).

El punto es cómo lograr este balance y en cuanto tiempo; ya que, como observa Codeseira, et.al. (2015), los cambios en la canasta energética a lo largo del tiempo, toman varias décadas para consolidarse. Ochenta años transcurrieron desde que la contribución del carbón mineral superó el 10% del total, en 1830, hasta que alcanzó su pico en 1910. Cincuenta y cinco años pasaron desde que, durante la primera Guerra Mundial, el petróleo alcanza el 10% de la matriz hasta que llega a su máxima participación en los años 1970. Sesenta y cinco años separan 1950, momento en que el gas logra el 10% del aporte energético, y su predominio inminente.

Estos largos periodos de transición en los sistemas energéticos se relacionan con el hecho de que la industria energética es de capital intensivo. Las grandes obras de infraestructura energética requieren varios miles de millones de dólares. Además del costo y tiempo en las obras para la generación de esa energía, también se deben realizar obras para asegurar el transporte de la energía.

Por último, en las transiciones energéticas también es necesario considerar la gran cantidad de equipos de uso final de la energía que deben renovarse (Codeseira, et.al. 2015). Por ejemplo, un automóvil a nafta no funcionará a gas oil, gas natural o electricidad de manera directa.

Es necesario crear acuerdos políticos amplios, que puedan tener continuidad en el tiempo, es decir deben ser políticas de Estado, ya que trascenderán una determinada administración pública.

A nivel mundial, para incrementar el uso de gas natural la industria se debe proponer una serie de ejes estratégicos (Calvo, 2011):

- Acceso: facilitar y ampliar el acceso al gas natural en los principales países consumidores, focalizando en aquellos donde el carbón es el combustible dominante en generación eléctrica. Concentración en China, la India y los Estados Unidos.
- Puente (bridge) al futuro: el puente es necesario porque la transición a un sistema energético sustentable llevará décadas y mientras tanto, el gas natural proveerá el puente, que promoverá una mayor eficiencia en el uso final e impulsará el uso del gas natural en el transporte, la calefacción y en la generación eléctrica. Además, incorporará el biogás en la matriz energética.
- Complementación con las renovables: la generación eléctrica en base a las energías renovables como la eólica y la solar sólo puede alcanzar su máximo potencial si se las complementa con una alternativa de rápida respuesta cuando no hay viento y el sol no alumbra. El gas natural en turbinas de alta tecnología es el complemento para estas intermitencias que generan inversión en almacenaje de gas y redes inteligentes que, a su vez posibilita el uso complementario con energías renovables para la generación eléctrica.
- Uso eficiente de todas las energías, incluido el gas natural: la intensidad energética está disminuyendo en la mayoría de las economías (cantidad de energía para elevar un punto del PBI). Los futuros escenarios se basan fuertemente en una continua reducción de la intensidad energética, sin la cual la reducción del carbón será casi imposible.

IAE (2019) afirma que la política energética se concibe como una política de Estado, se asume como estratégica, y debe ser accesible al conocimiento de cualquier ciudadano que tendrá derecho a informarse sobre la operación, los objetivos y los planes. Sin embargo, Argentina está en 2019 lejos de tener una política de Estado en el área energética a opinión de esa entidad.

8.2. Políticas públicas para impulsar el GNL en Argentina

Pensar en GNL requiere plantearse todo, nuevamente. Ya que se genera un cambio en el modo de transporte del gas que pasa del gasoducto al transporte por vía

marítima o terrestre. Esto significa desprender el recurso gas del territorio y de la continuidad territorial que implican los gasoductos, flexibilizando así su distribución a escala global.

Desde un enfoque económico, provoca cambios en el mercado, avanzando hacia la formación de intermediadores globales, y no solo regionales. Como consecuencia de estos cambios, se produce una reconfiguración geográfica de la circulación del gas natural licuado a escala global y regional a través de la conformación de nuevas redes de distribución y circulación de la energía, que generan nuevas instalaciones en tierra y nuevos flujos de la energía, con distintos productores y consumidores (Guerrero, 2014).

Es por ello que Argentina no debe quedarse exenta de dichos cambios, además de ser uno de los países con mayores probabilidades de crecimiento en la producción de GNL. Tal como manifiesta IAPG (2015), la relación entre Nación, Provincias y empresas deben converger para crear condiciones adecuadas para un desarrollo a gran escala.

El Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) está desarrollando nueva normativa de seguridad y modernizando los mecanismos de monitoreo y control para promover la aplicación del consumo de GNL para transporte pesado y de GNC para buses de transporte público, utilitarios y vehículos livianos en general.

Por su parte, como entidad pública, ENARGAS publicó en enero de 2019 en el Boletín Oficial la Resolución N° 42/2019 que aprobó la Norma Argentina de Gas (NAG) N° 451 que permite importar camiones y colectivos que utilicen GNL o GNC como combustible y estableció el procedimiento para habilitar el abastecimiento de gas natural como combustible a vehículos importados, atendiendo al nuevo polo de demanda de GNC y GNL (Energía y Negocios, 2019). Además, se pretende reducir el arancel para la importación de este tipo de vehículos, que actualmente es del 35% si son de origen fuera del Mercosur.

Otro importante alcance fue el dictado de la NAG 501, que permite reglamentar la operatoria técnica y regulatoria del almacenamiento criogénico.

En la actualidad se ha logrado la incursión argentina del GNL en el transporte pesado. En la localidad de Anchoris, provincia de Mendoza, están en circulación 6 camiones propulsados a GNL y un surtidor de GNL diseñado y realizado íntegramente en el país (ENARGAS, 2019).

Las expectativas en el corto plazo están puestas en el logro de una red de buses de transporte público que utilicen GNC.



Fuente: ENARGAS (2019).

ENARGAS (2019) también toma en cuenta los incentivos que otorgan los países desarrollados para la llamada “movilidad sustentable”, como, por ejemplo: a) etiquetas de promoción verde GNC (ECO) b) etiquetas de eficiencia, c) promoción urbana de pasajeros, d) incentivos económicos (desde bonificaciones una vez efectuada la conversión a GNC o GLP, hasta subvenciones directas a áreas específicas vinculadas con el turismo o taxis).

Al momento existe un Proyecto de Ley en la Cámara de Diputados de la Nación, con fecha 18 de septiembre de 2018 y presentado por uno de los representantes de Tierra del Fuego para promover las actividades de diseño, construcción, licenciamiento, adquisición de bienes y servicios, montaje, puesta en marcha, marcha de prueba, recepción y puesta en servicio comercial, de una planta destinada a la licuefacción de gas natural a ubicarse en la provincia de Tierra del Fuego. Asimismo, considera aplicable

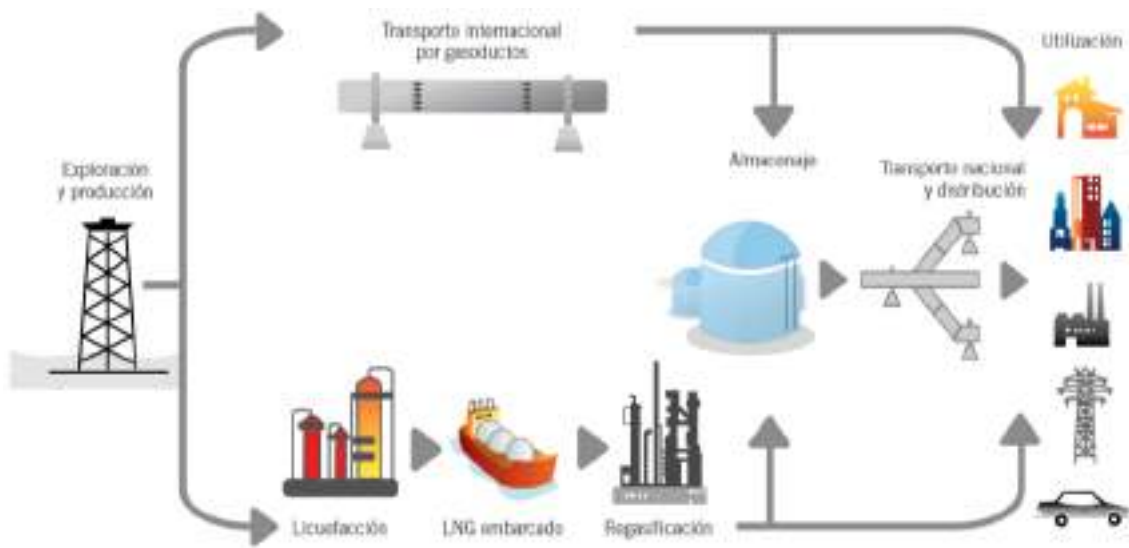
la Ley 19.640 (Régimen de Promoción Industrial en la Isla de Tierra del Fuego) en relación a los tributos que gravaren la importación para consumo que se realicen de las mercaderías destinadas a las obras. Los fundamentos de este proyecto son (Cámara de Diputados, 2018):

(...) se pretende aumentar la capacidad de producción local de GNL de la cuenca austral con el fin de reducir paulatinamente la dependencia de las importaciones de gas natural (...). Además de promover la creación de un sistema de desarrollo federal energético, que permita el desarrollo del potencial nacional en términos de trabajo, distribución equitativa de la energía, desarrollo local y nacional, suministro sustentable y permanente de gas, soberanía energética, explotación eficiente y sustentable de las potencialidades de los recursos naturales, beneficios sociales donde cada ciudadano pueda contar con un sistema eficiente de energía en base a la utilización razonable del mismo; y finalmente, pagar el precio justo por la explotación del recurso.

En términos regulatorios, si bien en sus orígenes las plantas de regasificación fueron consideradas en todo el mundo como facilidades esenciales, es decir, como parte integrante del sistema de transporte, la práctica internacional reciente contempla la posibilidad de asimilar la infraestructura de regasificación a una fuente adicional de suministro. Teniendo como objetivos garantizar la seguridad del abastecimiento de gas en el país, se requiere generar acciones para compensar la importación de este recurso y potenciar la cadena de valor del gas natural, fomentando el sector energético nacional (...).

Se debe tener claro todos los actores que componen la cadena de valor del gas natural, para así analizar cómo ayudar y potenciar la labor de cada uno.

Gráfico 39: Cadena de Valor del Gas Natural.



Fuente: Calvo (2011).

Como se observa en la cadena de valor y también lo menciona Guerrero (2014), la utilización del gas como GNL, tanto a escala global, regional y nacional, requiere una serie de procesos que incluye:

- Licuefacción (transformación del gas del estado gaseoso al líquido),
- Transporte (mediante barcos metaneros),
- Regasificación (transformación del gas de líquido a gaseoso) y
- Distribución (mediante gasoductos o camiones cisterna), de allí su mayor costo respecto del gas natural procedente de gasoductos.

El Estado impulsa un proyecto llamado “tren norpatagónico” que unirá Bahía Blanca con Vaca Muerta y será clave para el desarrollo del mega yacimiento. Para llevarlo a cabo, el Ministerio de Transporte tiene previsto hacerlo bajo el régimen de Participación Público Privada (PPP). El plan contempla la reactivación de 700 kilómetros de vías y la inversión estimada es de 570 millones de dólares. Las obras tienen un plazo estimado de 4 años, por lo que si se cumplen los plazos los trenes podrían empezar a circular a mediados de 2023 (La Política Online, 2018).

Figura 5: Proyecto del Tren Norpatagónico.



Fuente: La política online (2018).

La concreción de este proyecto es clave para el desarrollo de Vaca Muerta ya que el principal problema del yacimiento es la infraestructura. Porque depende de una enorme cantidad de insumos, como arena utilizada en las hidrofracturas, tubos sin costura, baritina, cemento y otros materiales para la construcción. Eso actualmente se traslada en camiones, con el previsible colapso de las rutas que van al yacimiento. Según los datos del Gobierno, actualmente Vaca Muerta demanda unas 700.000 toneladas anuales de esos insumos. Con el tren norpatagónico, esa cantidad se podría sextuplicar y llegar a 4,1 millones de toneladas en 2030. Además, se reducirían en un 50% los costos de transporte, otro ítem clave para los inversores (La Política online, 2018).

A los efectos de evaluar los requerimientos de inversión en los sistemas de transporte y de distribución del gas para los próximos 20 años, el IAPG (2015) identificó las siguientes necesidades de mejoras y ampliaciones:

- Completar las ampliaciones en el Gasoducto San Martín y el Gasoducto Norte para ampliar la oferta de gas desde las Cuencas Austral, San Jorge y de Bolivia.
- Ampliar la interconexión entre TGS y TGN en el anillo de Buenos Aires (Gasoducto Mercedes – Cardales) para poder trasladar el gas disponible a los centros de consumo metropolitanos en el norte de GBA y Santa Fe.
- Aumentar la disponibilidad de GNL mediante las obras de reversión del Gasoducto de Gas-link y eventualmente del Gasoducto de Gas Andes (si fuera necesario) para aportar hasta 5 MMm³/d de la terminal de regasificación de Montevideo y Quinteros respectivamente.
- Incrementar la capacidad de transporte de los tramos finales en la Pcia. de Buenos Aires mediante la ampliación Neuba III entre Cerri – Las Heras.

- Construir el Gasoducto Rodríguez – Rosetti para aumentar la oferta de gas en invierno a las centrales térmicas metropolitanas (reemplazo de combustible alternativo).

Es menester entender que un desarrollo de tal envergadura necesita en un mediano plazo cumplir con altos niveles de exigencia. Teniendo en cuenta que el 42% de los gasoductos y 17% de las plantas compresoras de TGN y TGS tienen más de 40 años. Por esto, el IAPG (2015) cuantificó las inversiones en materia de sustentabilidad de la infraestructura actual y en las ampliaciones, y obtuvo que se requerirán en promedio 1100 millones de dólares por año hasta el año 2035.

Gráfico 40: Antigüedad de las instalaciones ya instaladas en Argentina.



Fuente: IAPG (2015).

Por último, IAPG (2015) advierte que la importante ampliación del sistema de distribución exigirá también una modernización sustancial de sus instalaciones para acompañar el avance de la industria internacional del gas. Entre las innovaciones tecnológicas a incorporar se puede mencionar a los medidores inteligentes, sistemas de búsqueda de fugas mediante uso de láser, usos de polietileno para alta presión, telecomando generalizado de válvulas, etc. Es dable mencionar la necesidad del uso de los sistemas de información geográfica y la utilización de aplicaciones móviles para la gestión en campo.

Otro uso que se está empezando a fomentar para el GNL es el de generación eléctrica. El menor uso de combustibles líquidos va a permitir una mejora sensible en la balanza comercial del sector energético, teniendo en cuenta que la totalidad del gasoil es importado. Además, están los beneficios ambientales que ya se mencionaron y que no se pueden dejar de lado.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El hallazgo de los recursos no convencionales de Vaca Muerta en Argentina, allá por 2011, significó prender una llama de esperanza para un país que poco a poco se estaba quedando sin energía para abastecer a su población. Las decisiones políticas tomadas a lo largo de la historia, sumadas a la falta de inversión privada y al agotamiento natural de las reservas hicieron que el país pasara de ser un exportador de gas a un importador en pocos años.

El gas y el petróleo no convencional encontrados en Vaca Muerta ahora le dan a Argentina un potencial muy grande, ya que tiene la oportunidad de explotar, autoabastecerse y volver a exportar a otros países, con los beneficios en la balanza de pagos que ello implicaría. Dichas posibilidades dispararon muchos estudios y simulaciones que intentan proyectar los volúmenes de extracción, los precios, los costos y las inversiones. Los supuestos y las posibilidades son muchas, y cada uno de los caminos tomados arroja situaciones dispares.

En el presente trabajo, tomando estudios de otros autores se pretendió analizar tres escenarios posibles, dependiendo de la producción y de la demanda de gas natural que se genere. Se ha encontrado que no solo basta con conseguir las millonarias inversiones para explotar el potencial de Vaca Muerta, también es necesario incrementar la demanda local, que tal como está planteada actualmente se presenta madura y con limitantes en el potencial crecimiento. Como así también, sería interesante mencionar qué para explotar un yacimiento de hidrocarburos, hay que tener en cuenta y respetar la cadena técnica y económica, siendo esta denominando como cadena de valor de la industria. En donde para tener éxito, se necesita que todo el hidrocarburo que se extrae, sea transportado a los centros de consumo para poder comercializarlos. En este caso y sin dejar de mencionar, que el trabajo no contempla falta de transporte, sí debemos considerar la ampliación del sistema de gasoductos y el acondicionamiento de la infraestructura que se necesita para desarrollar Vaca Muerta (ejemplo ferrocarril para el traslado de insumos, como ha sido mencionado en el presente trabajo).

Sin embargo, la alternativa podría ser buscar nuevos usos para el gas natural, dándole previamente un valor agregado, el proceso de licuefacción, para convertirlo en gas natural licuado (GNL).

Actualmente el gas natural es entendido como el combustible de “transición” hacia matrices renovables. Los motivos de tal acontecer están centrados básicamente en la búsqueda de combustibles menos contaminantes. Sin embargo, hasta que el desarrollo de las energías renovables esté al alcance de todos, el gas natural se presenta como el combustible fósil menos contaminante y más económico disponible.

Martínez (2019) Conforme esta situación y tomando el ejemplo de países europeos, Argentina está iniciando un camino que puede traer muchos beneficios para el país. Se trata de la utilización del GNC y especialmente del GNL en el transporte vehicular. Dicho proceso resulta de relevancia, pues por un lado genera demanda de un insumo que presenta una ventaja comparativa, y por el otro encadena todo un desarrollo de valor agregado en fabricación de surtidores, compresores, cilindros e ingeniería propia.

Si logra en un corto plazo impulsar, como está previsto, una red de colectivos de áreas urbanas y de transporte de carga de larga distancia, se beneficiará por varios motivos. Por un lado, el impacto ambiental. El gas como forma de combustible es menos dañino para el medio ambiente que otros combustibles fósiles. Además de ser más eficiente energéticamente. Por otro lado, se reduciría la importación de petróleo y otros combustibles líquidos, ya que el gas natural necesario para este fin se extraería 100% del país. Argentina necesita mejorar su balanza de pagos, y reduciendo las importaciones es su mejor forma.

Estudios han determinado que el precio en boca de pozo asignable y competitivo es muy inferior al precio que tiene cualquiera de las otras alternativas de combustibles (diésel, fueloil, etc.). Por lo tanto, el llamado GNV parece ser una de las alternativas más seductoras para potenciar la demanda de gas. Las políticas públicas se están orientando

en tal sentido, ya que actualmente se cuenta con poca infraestructura para desarrollarse. El Parlamento Europeo (2014) ha dado directivas muy específicas para la implantación de una infraestructura para este tipo de combustibles alternativos. Y recomienda evitar la fragmentación del mercado interior que supondría una introducción descoordinada. Debe lograrse una red de Estados miembros que aporten seguridad a largo plazo necesaria para la inversión pública y privada en la tecnología de los vehículos y del combustible. Este desarrollo armonizado y planificado será el que genere economías de escala en el plano de la oferta.

Otra de las alternativas es el aumento de utilización del GNL para la generación de energía eléctrica. Las ventajas en la balanza comercial energética y en el medioambiente son muy importantes.

Las políticas públicas son importantes no solo para fomentar las alternativas de uso de gas natural, sino también para impulsar el cambio en eficiencia energética. Es decir, reducir el uso de energía para que el remanente pueda ser utilizado en otra actividad o exportado. Por lo tanto, se observa que sin políticas públicas coherentes, coordinadas y concebidas como políticas de Estado a largo plazo, no se lograrán los mejores resultados posibles.

Dichos resultados, cabe mencionar, afectarán de manera directa o indirecta a toda la población, ya que la creación de empleos calificados, empleos en el sector automotriz y de energía, y reactivación general de la economía podrían depender de las decisiones que se tomen para los próximos años.

Tal como se ha demostrado en los escenarios planteados en el presente trabajo, los resultados podrían no ser los mejores si no se logra solapar el crecimiento de la oferta y de la demanda de gas natural en Argentina. Para ello es condición necesaria lograr sortear las dificultades que actualmente atraviesa el país en su macroeconomía y alcanzar específicamente un marco que dé seguridad a las inversiones en el largo plazo.

10. REFERENCIAS

- Academia Nacional de Ingeniería (2014). Evolución esperada de la producción del yacimiento Vaca Muerta. UBA.
- Academia Nacional de Ingeniería (2014). Requerimientos para el desarrollo del reservorio de Vaca Muerta. Instituto de Energía. Documento N° 5. Buenos Aires.
- ACIEP, (s.f.). Cómo se forman los hidrocarburos. Asociación española de compañías de investigación, exploración y producción de hidrocarburos y almacenamiento subterráneo. Recuperado de: <https://www.aciep.com/EP/que-es-la-EP/> (Consultado el 05/05/2019).
- Arias, J. (2006). Gas natural licuado. Tecnología y mercado. Trabajo de investigación. Instituto Argentino de la Energía Gral. Mosconi. Argentina.
- BBVA Research (2017). Argentina. Situación energética. Buenos Aires. https://www.bbvaresearch.com/wp-content/uploads/2017/10/171012_Argentina_SectorEnergetico.pdf (Consultado el 30/04/2019).
- Calvo, E. (2011). El gas natural, un puente hacia 2030 para frenar el cambio climático. Revista Petrotecnia.
- Cámara de Diputados (2018). Proyecto de Ley Expte. 5865-D-2018. Recuperado de <https://www.diputados.gov.ar/proyectos/proyecto.jsp?exp=5865-D-2018> (Consultado el 24/05/2019).
- Ceppi, N. (2012). El gas natural en los vínculos entre Argentina y Bolivia (2003-2011): Acuerdos e impactos colaterales. Latin American Journal of International Affairs.
- Ceppi, N. (2016). Política energética argentina: un balance del período 2003-2015. Recuperado de: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0301-70362018000100037 (Consultado 24/04/2019).
- Codeseira, L. (2013). Análisis espacial del desarrollo del shale gas de Vaca Muerta. Universidad de Buenos Aires. Argentina.
- Codeseira, L., Gil, S. y Givogri, P. (2015). El gas natural en Argentina. Propuestas. Periodo 2016-2025. Área de Pensamiento Estratégico. Argentina.
- Comisión DDHH (s.f.). Gas del Estado. Recuperado de: <http://www.comisionddhh.mininterior.gob.ar/inicio/historia-gas.php> (Consultado el 04/05/2019).
- Cyt-ar (2019). Dirección General de Gas del Estado. Recuperado de: https://www.cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Dirección_General_de_Gas_del_Estado (Consultado el 05/05/2019).
- Domínguez, A. (2013). Gas shale: ¿alternativa o riesgo energético? México. Recuperado de: <https://www.milenio.com/negocios/gas-shale-alternativa-o-riesgo-energetico> (Consultado el 06/05/2019).
- EconoJournal (2018). Evalúan construir planta de licuefacción de gas en Bahía Blanca. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2018/09/evaluan-construir-una-planta-de-licuefaccion-de-gas-en-bahia-blanca/> (Consultado el 24/05/2019).
- EconoJournal (2019). Comienzan a circular en el país camiones impulsados por GNL. Recuperado de: <https://econojournal.com.ar/2019/01/comienzan-a-circular-en-el-pais-camiones-impulsados-por-gnl/> (Consultado el 05/05/2019).
- Elías, J. (2015). Análisis de oferta y demanda. Economía de los negocios. UCEMA.

ENARGAS (2018). Datos operativos GNC. Recuperado de: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/gas-natural-comprimido/estadisticas.php> (Consultado el 07/05/2019).

ENARGAS (2019). El futuro del transporte vehicular propulsado a gas: GNC & GNL. Realizado por Martínez, M. F. Recuperado de: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/mesa_vaca_muerta/submesas/sub_mesa_4/2/enargas-el-futuro-del-transporte-vehicular-propulsado-a-gas-gnc-y-gnl.pdf (Consultado 23/05/2019).

Energía y Negocios (2019). ENARGAS habilitó la importación de vehículos a GNC y GNL para transporte de pasajeros y de carga. Recuperado de: <https://www.energiaynegocios.com.ar/2019/01/enargas-habilito-la-importacion-de-vehiculos-a-gnc-y-gnl-para-transporte-de-pasajeros-y-de-carga/> (Consultado el 06/05/2019).

Freire López, J. R. (2018). Movilidad con gas natural. Una solución rentable para el transporte. España. Recuperado de: http://www.ce_n52_12_movilidad_gas_natural.pdf (Consultado el 03/05/2019).

Gandini, N. (2018). Por primera vez, YPF instalará una planta para exportar GNL. Recuperado de: <https://econojournal.com.ar/2018/10/por-primera-vez-ypf-instalara-una-planta-para-exportar-Ing/> (Consultado el 06/05/2019).

Gandini, N. (2019). Cuáles son las novedades del contrato de importación de gas desde Bolivia. Publicado en Econojournal (15/02/2019). <https://econojournal.com.ar>

Gasalla, J. (2017). El déficit energético de Argentina volvió a crecer en el último año. Infobae. Recuperado de <https://www.infobae.com/economia/2018/03/17/el-deficit-energetico-de-argentina-volvio-a-crecer-el-ultimo-ano/> (Consultado el 24/04/2019).

Guerrero, A.L. (2014). El gas natural licuado y su impacto en la circulación de la energía. Análisis multiescalar. Departamento de Geografía y Turismo, Universidad Nacional del Sur. Argentina.

Hábitat Sustentable, (2019). Cryostar promueve en Argentina el uso del GNL para dinamizar el mercado interno. Recuperado de: <http://www.habitatsustentable.com/?p=6946> (Consultado el 05/05/2019).

IAE (2018). Informe de tendencias energéticas, septiembre de 2018. Recuperado de: http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2018/10/Informe-de-tendencias_Septiembre-18_IAE-Mosconi.pdf (consultado el 24/04/2019).

IAE (2019). Agenda Energética 2019. Políticas de Estado para el crecimiento en el sector energético. Instituto Argentino de Energía Gral. Mosconi.

IAPG (2015). Desafío del downstream del gas en Argentina. De Vaca Muerta al hogar argentino. Recuperado de <http://www.iapg.org.ar/download/Downstream.pdf> (Consultado el 24/05/2019).

IEEFA (2019). Riesgos financieros opacan el desarrollo de reservas de petróleo y gas en Vaca Muerta, Argentina. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. Recuperado de: <https://ieefa.org/uploads/2019/03/Resumenejecutivo> (Consultado el 05/05/2019).

Infoleg (2008). Gas Natural. Decreto 2067/2008. Recuperado de: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/145000-149999/148001/norma.html> (Consultado el 05/05/2019).

Infoleg (2013). Soberanía hidrocarburífero. Régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos. Recuperado de <http://>

servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=217314 (Consultado el 05/05/2019).

Jensen, S., Rimancus, P. y Zamora, A. (2019). Evolución de la matriz eléctrica argentina. Gerencia, planificación, coordinación y control de la Comisión nacional de Energía Atómica. Recuperado de <https://estrucplan.com.ar/articulos/evolucion-de-la-matriz-electrica-argentina/> (Consultado el 24/04/2019)

La Baldrich (2017). El ingeniero Julio Canessa y la nacionalización del gas. Recuperado de: https://www.labaldrich.com.ar/canessa_gas_libro (Consultado el 04/05/2019).

La Política Online, (2018). El gobierno asegura que se mantiene la obra del tren a Vaca Muerta pese al ajuste. Recuperado de <https://www.lapoliticaonline.com/nota/114089-el-gobierno-asegura-que-se-mantiene-la-obra-del-tren-a-vaca-muerta-pese-al-ajuste/> (Consultado el 24/05/2019).

Martínez, M. F. (2019). Mercado argentino del gas. Gerencia de Gas Natural Vehicular. ENARGAS.

MINEM (2017). Escenarios Energéticos 2030. Recuperado de: <https://datos.minem.gob.ar/>

MINEM (2018). Informe Trimestral de coyuntura energética. Recuperado de: <https://datos.minem.gob.ar/>

Ministerio de Energía y Minería (2018). Regulación económica del GNL. Recuperado de: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/documento_de_contexto_-_regulacion_economica_gnl.pdf (Consultado el 06/05/2019).

Montamat & Asociados (2018). Informe mensual de precios de la energía. Año XII. Vol. N°151. Argentina.

Navazo, C. (2019). La apuesta exportadora: cuánto sale pensar en grande en Vaca Muerta. (Publicado el 13/04/2019) Recuperado de: <https://www.lmneuquen.com/la-apuesta-exportadora-cuanto-sale-pensar-grande-vaca-muerta-n629956>

Parlamento Europeo y del Consejo (2014). Directivas 2014/94/UE relativa a la implementación de una infraestructura para los combustibles alternativos.

Rabinovich, G. (2019). Elementos para la determinación del precio del gas natural. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi. Recuperado de <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2019/03/Presentacion-Gerardo-CARI-marzo-2019-1.pdf> (Consultado 24/05/2019).

Shale en Argentina (s.f.). Uso de agua. Recuperado de: <http://www.shaleenargentina.com.ar/uso-del-agua> (Consultado el 06/05/2019).

Spaltro, S. (2019). Por Vaca Muerta, Argentina exportará por primera vez gas licuado. El Cronista. Recuperado de <https://www.cronista.com/economiapolitica/Por-Vaca-Muerta-Argentina-exportara-por-primera-vez-gas-licuado-20190520-0057.html> (Consultado el 24/05/2019).

Vaca Muerta News (2019). Instituto norteamericano quiso desalentar inversiones en Vaca Muerta y desde Argentina respondieron con contundencia. Publicado el 28/03/2019. Recuperado de: http://www.vacamuertanoticias.com/ver_noticias.php?id=20190328144601

YPF (s.f.). El desafío energético de la Argentina. Recuperado de: https://www.ypf.com/energiaypf/paginas/img/pdf/Camino_al_auto_abastecimiento.pdf (Consultado el 06/05/2019).

YPF (s.f.). ¿Qué es el shale?
<https://www.ypf.com/energiaypf/paginas/que-es-shale.html>
06/05/2019).

Recuperado de:
(Consultado el