



INFORME

Exportar Vaca Muerta

Energía extrema,
infraestructura y
mercados.

EJES Enlace por la
Justicia Energética
y Socioambiental

 observatorio
petrolero **sur**
soberanía • energía
justicia ambiental

 **OILWATCH**

Hernán Scandizzo

Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES) es una articulación de organizaciones involucradas en el debate energético y socioambiental de la Argentina. Enfocados sobre los ángulos económico financieros y de justicia socioambiental para exponer las implicancias ocultas de la obstinación hidrocarburífera. Con el horizonte de una transición hacia fuentes de energías renovables y sustentables, y desde una mirada interdisciplinaria, federal y atenta a los múltiples niveles, pretendemos abordar fundamentalmente el megaproyecto Vaca Muerta teniendo en cuenta las políticas y territorios implicados en el largo plazo.

Oilwatch nació inspirada en la necesidad de desarrollar estrategias globales de las comunidades afectadas por actividad petrolera y de apoyar los procesos de resistencia de las comunidades que no quieren ver sus territorios afectados, trabajar por la sustentabilidad y los derechos colectivos. La red busca aumentar la conciencia ambiental a nivel global desentrañando los impactos que tiene la actividad petrolera sobre los bosques tropicales y sobre las poblaciones locales, estableciendo además el vínculo con la destrucción de la biodiversidad, con el cambio climático, con la violación a los derechos humanos o con el papel de las instituciones financieras internacionales.

Más información en:

ejes.org.ar

opsur.org.ar

Autor: **Hernán Scandizzo**

Edición: **Nancy Viviana Piñeiro**

Fotografías: **Martín Álvarez Mullally, Martín Barzilai,**

Fabián Ceballos

Diseño y diagramación: **dosRíos [diseño & comunicación]**

1. Hidrocarburos no convencionales, 2. Vaca Muerta, 3. Políticas públicas, 4. Infraestructura, 5. Argentina.

Marzo de 2019. Neuquén, Argentina.

¡Copie esta obra! Copyleft se lo permite

Esta edición se realiza bajo la licencia de uso creativo compartido. Está permitida la copia, distribución, exhibición y utilización de la obra bajo las siguientes condiciones: Atribución: Reconocer a los autores como fuente. No comercial: Sólo se permite la utilización de esta obra con fines no comerciales.



Índice

Introducción	5
¿Qué significa Vaca Muerta para Argentina?	9
Infraestructura	14
Vaca Muerta se monta sobre los restos de Loma La Lata	19
El comercio regional del gas y la estrategia de Shell	25
Anexo I	31
Anexo II	33



RA EN
RUCCION

Introducción

Transcurrió casi una década desde que el potencial de gas y petróleo de los yacimientos no convencionales de Argentina comenzó a insertarse en la agenda política y mediática local hasta dejar de ser un tema exclusivo de publicaciones especializadas en energía. En ese proceso, la formación de lutitas Vaca Muerta¹ se transformó en sinónimo de abundancia de hidrocarburos para abastecer el mercado interno *ad eternum* y además convertir al país en una potencia energética de proyección mundial.

El gas y el crudo que se extraen de Vaca Muerta –y de diferentes formaciones de arenas compactas y lutitas ubicadas en el norte de la Patagonia– representan un porcentaje cada vez mayor de la producción de hidrocarburos del país. Con apenas un puñado de desarrollos masivos en yacimientos no convencionales en las provincias de Neuquén, Río Negro y Santa Cruz, se revirtió la tendencia decreciente en la extracción de gas, que había comenzado en 2004. Y si bien en la segunda mitad de 2018 el Gobierno argentino autorizó nuevamente exportaciones de gas a Chile, Uruguay y Brasil, no es porque el país haya alcanzado el autoabastecimiento, sino por falta de infraestructura de transporte para llegar a regiones de Argentina no conectadas al sistema de gasoductos o que reciben gas importado y por falta de instalaciones de almacenamiento del fluido en los meses cálidos, de menor consumo. Las exportaciones surgen –en el esquema actual del sector, privatizado y transnacionalizado– como una respuesta de mercado a las demandas de las empresas, pero también de la propia vocación exportadora de las autoridades nacionales y provinciales y para mantener activo uno de los pocos sectores que conserva un elevado dinamismo a pesar de la recesión económica que atraviesa el país.

En este trabajo proponemos diferentes recorridos en torno a Vaca Muerta. Antes de emprenderlos, debemos aclarar que de aquí en adelante al referirnos a Vaca Muerta estaremos haciendo mención al conjunto de formaciones no convencionales –lutitas o esquistos (*shale*) y arenas compactas (*tight sands*)– que están siendo exploradas y explotadas en el norte de la Patagonia y no específicamente a la formación de lutitas que recibió ese nombre a principios del siglo xx.² También se entiende aquí por Vaca Muerta un territorio de límites difusos más allá de los de la Cuenca Neuquina, el cual recibió otros nombres a lo largo de los años y hoy los está perdiendo mientras atraviesa un proceso de transformación, producto de la ampliación de la frontera extractiva.

1. Vaca Muerta es una formación sedimentaria de lutitas (también denominadas pizarra o *shale*, en inglés) situada en la cuenca Neuquina, en el norte de la Patagonia argentina. Tiene una superficie de 30 mil km² y comprende las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza. Según el informe [Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources](#) publicado en 2013 por la Administración de Información Energética de Estados Unidos es el segundo reservorio de gas más importante a nivel mundial y el cuarto de petróleo.

2. Más datos sobre el descubrimiento de esta formación en [Historia de Vaca Muerta](#), reseña publicada en el sitio gubernamental Argentina.gob.ar.

En términos aun más amplios, Vaca Muerta es un megaproyecto³ de energía extrema que excede los límites del Estado argentino, no solo por sus pretensiones de insertarse en el mercado mundial o por los insumos y desarrollos tecnológicos de los que depende, sino también porque los diferentes actores políticos, financieros y corporativos implicados⁴ se mueven con prioridades e intereses que están más allá de los límites nacionales y regionales. Y es por esa multiplicidad de dimensiones constitutivas de este proyecto extractivo que concebimos a Vaca Muerta como un megaproyecto, antes que una zona extractiva exclusivamente.

Qué significa Vaca Muerta para la Argentina, en todas sus acepciones, es una de las preguntas centrales que atraviesa este trabajo; las otras es cómo este megaproyecto se inserta en el mercado regional de gas y cómo juegan las grandes compañías en este sector altamente transnacionalizado de la economía argentina, en especial Shell, que es una de las principales actoras del comercio mundial de gas.

3. Para profundizar en por qué concebimos a Vaca Muerta como un megaproyecto pueden consultarse el [video minuto](#) y el [informe Megaproyecto Vaca Muerta](#), elaborados por EJES.

4. Más información en el informe [Compañías europeas a la conquista de Vaca Muerta](#) y el libro [La Tentación de Esquisto](#).

Ubicación geográfica de Vaca Muerta



Fuente: Argentina.gob.ar

¿Qué significa Vaca Muerta para Argentina?

“Vaca Muerta representa para Argentina y para Neuquén, la posibilidad de instalar un polo de desarrollo regional para Latinoamérica, proveyendo de hidrocarburos con eficiencia y a precios competitivos para el crecimiento de la economía de la región.”
—Omar Gutiérrez, gobernador de Neuquén.⁵

“Según las estimaciones realizadas, las reservas comprobadas en el yacimiento de Vaca Muerta, sumadas a las correspondientes a las cuencas de San Jorge y Austral Magallanes, son del orden de 27.000 millones de barriles de petróleo y 802 TCF (trillón de pies cúbicos) de gas, correspondiéndole más del 80% a Vaca Muerta”. Esto equivaldría a “más de 6 veces las reservas de petróleo explotable en forma convencional y, en el caso del *shale gas*, más de 27 veces las reservas de gas explotables en forma convencional”. “De darse las condiciones necesarias y cumplirse las hipótesis indicadas, esta cuantía implicaría no solo alcanzar el autoabastecimiento, sino que la Argentina se convierta en un país exportador y formador de precios”.⁶

Tal horizonte de abundancia es proyectado en el tercer avance de los *Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta*, elaborado por el Gobierno nacional y equipos técnicos de las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza, las provincias de Vaca Muerta. El documento fue publicado en febrero de 2016, cuando Mauricio Macri recién había asumido la presidencia de Argentina. Sin embargo, el trabajo había sido realizado durante la segunda gestión de Cristina Fernández de Kirchner (2011-2015). Quizá el mayor punto de acuerdo entre ambos gobiernos en su visión del país es la centralidad que tiene la explotación de los yacimientos no convencionales, y Vaca Muerta en particular, para dinamizar la economía argentina; las diferencias surgen en quién o quiénes deben a traccionar y marcar el rumbo de ese

5. *Neuquén Informa*, 27/03/2018.

6. Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda, *Estudios Estratégicos...*, pp. 123 y 124.

megaproyecto y en cómo distribuir los beneficios económicos. Incluso, también con diferencias, ambas gestiones mantuvieron esquemas de subsidios para promover la producción de gas de yacimientos no convencionales. Desde un primer momento, la actividad no convencional marcó su ligazón con la inyección de subsidios directos o indirectos y cualquier variación en ese esquema se refleja inmediatamente en los volúmenes de producción y los niveles de empleo.⁷

Actualmente el mayor número de proyectos no convencionales se concentra en la provincia de Neuquén, donde son poco más de treinta, aunque al momento de elaborar este informe solo un puñado había entrado en la fase de desarrollo masivo.⁸ En tanto en Río Negro la alta productividad de gas de arenas compactas del yacimiento Estación Fernández Oro empuja la frontera extractiva en una zona históricamente dedicada a la fruticultura, y otros proyectos en etapa exploratoria se van sumando a la lista. En la provincia de Mendoza algunos proyectos piloto avanzan sobre la formación Vaca Muerta,⁹ mientras que casi en el extremo sur del país, el alto rendimiento de un desarrollo masivo de *tight gas* en el área Campo Indio, en la provincia de Santa Cruz pone en vidriera el potencial no convencional de la Cuenca Austral. Según datos de la Secretaría de Energía de la Nación, en el período octubre 2017/octubre 2018, la producción de *shale gas* en Vaca Muerta se incrementó un 243%; en el caso del *shale oil* la suba fue del 70%. El conjunto de los yacimientos no convencionales, es decir, lutitas y arenas compactas de las cuencas Neuquina y Austral, aportaron en octubre de 2018 el 38% del gas y el 15% del crudo extraído de todas las cuencas productivas.

7. Para profundizar en las diferencias de ambas administraciones en torno a Vaca Muerta se puede consultar los informes de *EJES Ganadores y Perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales* (2017), *Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina* (2018) y *La exportación y el desplazo de YPF* (2018).

8. Más información sobre la evolución de los proyectos en Vaca Muerta en el sitio gubernamental Argentina.gob.ar

9. Sobre los proyectos de hidrocarburos no convencionales en esa provincia puede consultarse el informe de Federico Soria [Mapa de hidrocarburos no convencionales y empresas operadoras de la cuenca Cuyana](#), y las producciones del Observatorio Petrolero Sur [Mendoza se acerca a Vaca Muerta y las fracturas quedan a la vista](#) y [¿Por qué Mendoza se moviliza contra el fracking?](#)



Foto: Martín Barzilai

-10-

Como se advertía más arriba, la explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales se encuentra aún en la fase inicial y las inversiones en proyectos de desarrollo no llegan al país en la magnitud esperada por las autoridades nacionales y provinciales; de hecho, la mayoría de los proyectos no convencionales de grandes empresas petroleras se encuentran aún en etapa piloto con una decena de pozos en producción. En ese marco, el principal inconveniente para las empresas y el Gobierno es la falta de infraestructura que posibilite que el gas y el petróleo extraído lleguen a los mercados nacional, regional y mundial con un precio competitivo, dado que alcanzar las metas fijadas requiere de la construcción de nuevos gasoductos y oleoductos que permitan incrementar la capacidad de transporte, así como también de estructuras de almacenamiento y terminales portuarias de exportación. Incluso, sustituir las importaciones de gas de Bolivia y de GNL –desde Qatar, Trinidad y Tobago, entre otros países– implica necesariamente aumentar la capacidad de transporte en tramos ya existentes y hacer nuevos tendidos que lleguen a otras regiones del país o conectar los gasoductos troncales.

El Gobierno de Mauricio Macri proyecta dejar de importar GNL en 2022 y extender hasta 2026 la compra de gas boliviano; para ese año no solo se habría alcanzado la capacidad de abastecer el mercado interno sino que además el país se habría convertido en uno de los cinco principales exportadores de gas del mundo, detrás de Estados Unidos, Qatar, Australia y Rusia. Estas aspiraciones están condensadas en el *Plan Energético Argentino*, elaborado por la gestión de Javier Iguacel, quien estuvo al frente de la Secretaría de Energía de la Nación hasta finales de diciembre de 2018.

“Podemos llegar a competir con el gas de Medio Oriente. Es en China donde está creciendo más la demanda, ya que se están volcando al gas y a todo lo renovable. China está dejando de utilizar el carbón, lo cual es una decisión estratégica muy importante

para ellos”, indicó Daniel Dreizzen, secretario de Coordinación de Planeamiento Energético, en declaraciones a *La Nación*.¹⁰ Ese análisis es también compartido por el CEO de YPF, Daniel González, quien consultado por el mismo diario, destacó: “La única forma de que explote verdaderamente Vaca Muerta es asegurando que haya un mercado para el gas”.¹¹ Desde el Gobierno se afirma que el gas extraído en la Patagonia norte puede llegar al mercado asiático por el sur de África y competir con el GNL de Medio Oriente.

La apuesta de las autoridades argentinas por Vaca Muerta como motor de la economía del país se vio reflejada claramente en el período en que el país estuvo al frente de la presidencia del G20 (diciembre 2017 a diciembre 2018), donde insistió con el discurso que posiciona al gas como combustible puente y planteó la necesidad de fortalecer un mercado global. En junio de 2018, la declaración emitida en la cumbre de ministros de Energía de los países que integran el grupo deja asentado que los funcionarios “reconocen el papel clave que el gas natural desempeña actualmente para muchos países del G20, y su potencial para expandirse considerablemente en las próximas décadas, apoyando las transiciones hacia sistemas energéticos de menor emisión”. Y en ese sentido, destacaron, “buscarán mejorar el funcionamiento, la transparencia y la competitividad de los mercados del gas, con una visión estratégica de la cadena de suministro, incluido el gas natural licuado (GNL) y las instalaciones de almacenamiento, a nivel mundial”.¹² En el marco de esa cumbre, el secretario del Departamento de Energía de EE. UU., Rick Perry, ofreció asistencia técnica a la Argentina para construir la infraestructura que necesita Vaca Muerta, puntualmente atraer desarrolladores de oleoductos y empresas petroquímicas.¹³ “La tecnología que ha permitido la revolución del gas de esquisto en Estados Unidos queremos ponerla a disposición de Argentina”, aseguró a la agencia *Bloomberg*.¹⁴ En tanto, el diario *El Cronista* publicó en noviembre que el Gobierno argentino cuenta con la confirmación de que Overseas Private Investment Corporation –OPIC, agencia gubernamental para la promoción de inversiones en países emergentes– dispone de mil millones de dólares en créditos para empresas estadounidenses que quieran invertir en la Argentina.¹⁵

10. *La Nación*, 30/10/2018.

11. *La Nación*, 26/10/2018.

12. *Revista Petroquímica*, 19/06/2018.

13. En noviembre de 2018 la petrolera estadounidense Exxon compró el 21% de las acciones de Oldelval, el mayor oleoducto de la cuenca Neuquina, si bien no hay elementos para afirmar que la decisión de la compañía está vinculada a las declaraciones de Perry, sí, al menos, que están en consonancia.

14. *Bloomberg*, 15/06/2018.

15. *El Cronista*, 30/11/2018.



Foto: Fabián Ceballos

Sin embargo, más allá del cerrado optimismo del consenso de Vaca Muerta en el plano interno y los respaldos conseguidos como parte de la reunión del G20, la gran promesa argentina también recibió fuertes cuestionamientos. En octubre pasado el Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales (CESCR) de Naciones Unidas expresó su preocupación por los aportes al cambio climático y las consecuencias negativas sobre el ambiente que podría tener la extracción de gas y petróleo de Vaca Muerta. Una semana antes, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático había emitido un nuevo informe sobre la necesidad de tomar medidas urgentes para evitar un calentamiento global severo.

En las Observaciones finales sobre el cuarto informe periódico de Argentina, el Comité consideró que “la explotación total de todas las reservas de gas de esquisto [de Vaca Muerta] consumiría un porcentaje significativo del presupuesto mundial de carbono para alcanzar el objetivo de un calentamiento de 1,5 grados Celsius, estipulado en el Acuerdo de París”. Y recomendó “reconsiderar la explotación a gran escala de combustibles fósiles no convencionales mediante el ‘fracking’ en la región de Vaca Muerta” para garantizar el cumplimiento de los compromisos climáticos asumidos por el Estado argentino.

El Comité de la ONU también manifestó su preocupación respecto de que no hayan sido debidamente evaluados los impactos negativos “de ciertos métodos de explotación no convencionales de hidrocarburos, como el ‘fracking’, ni consultadas adecuadamente las poblaciones”. En tal sentido, encomendó al Estado que

adopte un marco regulatorio del fracking, que incluya las evaluaciones de su impacto en todas las provincias, precedido de consultas con las comunidades afectadas, y con una documentación apropiada de sus efectos sobre la contaminación del aire y el agua, las emisiones radiactivas, los riesgos para la salud y la seguridad en el trabajo, los efectos sobre la salud pública, la contaminación acústica, la luz y el estrés, la actividad sísmica que puede desencadenar, las amenazas a la agricultura y la calidad del suelo, y al sistema climático.¹⁶

La difusión de las observaciones del Comité CESCER de la ONU coincidió con una serie de hechos que pusieron en tensión la idealización de Vaca Muerta. Por un lado, el incremento de los accidentes fatales en el sector hidrocarburífero, ya que en la Cuenca Neuquina murieron cinco trabajadores petroleros en accidentes laborales en el transcurso de 2018; la surgencia descontrolada de un pozo en el área Bandurria Sur, en Neuquén, y semanas después en Estación Fernández Oro, Río Negro; los dudosos criterios de manejo y disposición final de los residuos petroleros; y el incremento de la actividad sísmica en una zona aledaña al yacimiento Fortín de Piedra, la nueva estrella del *shale gas*.¹⁷ A pesar de esas críticas, Vaca Muerta mantiene un lugar central en la agenda del Gobierno y, consenso mediante, del Estado. En un escenario de recesión económica generalizada, la explotación de yacimientos no convencionales mantiene un dinamismo muy por encima de la media y marca la diferencia; y en la perspectiva del consenso, *lo demás no importa nada*.

16. CESCER, *Observaciones finales...*, pp. 3, 11.

17. En diciembre de 2018, la producción del área Fortín de Piedra, de la empresa Tecpetrol S. A., fue de 17,5 millones de m³/día de gas, lo que representa más del 12% del consumo total de Argentina.

Infraestructura

"Harán falta muchos otros ingredientes además de la roca para convertir [la Vaca Muerta] en una súper cuenca mundial."
—Ed Kruijs, gerente técnico de Shell en Argentina.¹⁸

La red de gasoductos que atraviesa el país y une los yacimientos con los grandes centros de consumo y el mercado regional comenzó a tenderse hacia el final de la primera mitad del siglo xx. En 1949 se inauguró el Gasoducto Comodoro Rivadavia (Chubut)-Llavallol (Buenos Aires), de 1600 kilómetros, por entonces el más extenso construido en el mundo; y el eje del Gasoducto Troncal Sistema Sur, que se interna en la Patagonia. Esa obra posicionó a la Argentina en la vanguardia del aprovechamiento de gas, junto a las dos principales potencias mundiales de ese momento, la Unión Soviética y los Estados Unidos.

En los años siguientes, el tendido se internó más en la cuenca patagónica del Golfo San Jorge (Chubut y Santa Cruz), con la ampliación Comodoro Rivadavia-Cañadón Seco (Santa Cruz) y también incorporó la producción de la Cuenca Neuquina, con el Gasoducto Plaza Huincul (Neuquén)-Gral. Conesa (Río Negro), localidad en la que se unía al troncal. Mientras que en 1965 comenzó el transporte desde los yacimientos de la provincia de Salta, en el norte del país, a través del Gasoducto Norte Campo Durán (Salta)-Gral. Pacheco (Buenos Aires), que estructuró el Gasoducto Troncal Sistema Norte. Dos años después, el Gasoducto Madrejones-Campo Durán atravesó la frontera argentino-boliviana, pero poco después quedó fuera de servicio; en 1971 fue habilitado un nuevo tendido transfronterizo Pocitos-Campo Durán.

En la década de 1970, se amplió también el troncal sur con la construcción de un nuevo gasoducto, el Gral. San Martín. Un primer tramo fue tendido entre Pico Truncado (Santa Cruz) y Gutiérrez (Buenos Aires), y más tarde alcanzó la Patagonia Austral con los tramos Pico Truncado-El Cóndor y El Cóndor (Santa Cruz)-San Sebastián (Tierra del Fuego). En tanto en 1972 comenzó a funcionar el gasoducto Neuba I, desde Plaza Huincul (Neuquén) a Gral. Cerri, en el sur de la provincia de Buenos Aires; y tres años después el tramo Gral. Cerri-Gral. Pacheco llevó el suministro hacia la ciudad de Buenos Aires y el área metropolitana. En los inicios de la década de 1980 se inauguró el gasoduc-

to Centro Oeste, que transporta la producción de Mendoza y Neuquén hacia la provincia de Santa Fe (región Centro). En 1990, con la puesta en operaciones del Gasoducto Santa Fe-Paraná, se extendió la red hacia la provincia de Entre Ríos y, poco después, se generaron las condiciones para ampliar el tendido y exportar a Brasil y Uruguay.

Durante la década de 1980 también se aumentó la capacidad de transporte del Gasoducto Norte, al tiempo que en la Patagonia se habilitaron los tramos del Gasoducto Cordillerano desde Plaza Huincul a las turísticas ciudades de San Martín de los Andes (Neuquén) y San Carlos de Bariloche (Río Negro). Y en 1988 se puso en funcionamiento el Gasoducto Neuba II, desde Neuquén hacia Buenos Aires. Tanto este gasoducto como el Centro Oeste se tendieron para transportar la producción del megayacimiento Loma La Lata (Neuquén), que fue descubierto en 1977 y marcó un hito en la historia energética del país. Hacia 1973, según datos de la Secretaría de Energía de la Nación, el petróleo representaba el 69% de las fuentes primarias y el gas natural, por su parte, el 22%; la puesta en producción de Loma La Lata incrementó la participación de los hidrocarburos como fuente primaria y cambió la relación gas/petróleo. En la actualidad, el gas representa alrededor del 45-50% de las fuentes primarias, mientras que petróleo, el 30-35%.¹⁹

Así como el descubrimiento de Loma La Lata y otros yacimientos en la Cuenca Neuquina apuntalaron la gasificación de la matriz energética argentina, con la reforma neoliberal del Estado a fines de la década de 1980 y la privatización de las empresas Yacimientos Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado la producción y la ampliación de las redes de transporte de gas fueron proyectadas en función del mercado más que de la integración energética regional.

A fines de 1994, las empresas YPF y Petrobras firmaron un Acuerdo de Entendimiento para evaluar oportunidades de negocios en conjunto en los sectores petrolero y del gas. En ese momento se elaboró un estudio para la exportación de gas a Brasil a través de un gasoducto entre el Noroeste argentino y San Pablo, que tendría una extensión aproximada de 2600 kilómetros. Se especulaba entonces con colocar en el mercado nuevas reservas provenientes del yacimiento Aguara Güe, de la provincia de Salta. A principios de 1996 ambos países suscribieron un *Protocolo de Intenciones sobre Cooperación e Interconexión Energética*, que contemplaba la exportación de gas desde Entre Ríos (región centro-este) hasta Uruguayana, gasoducto (Aldea Brasileira-Uruguayana), que fue construido y entró en operaciones en 2000.

19. En la década de 1970, Neuquén inició su paulatina conversión en provincia generadora de energía para la Pampa Húmeda. A la puesta en marcha del Complejo Hidroeléctrico Chocón-Cerros Colorados, se sumó el descubrimiento de los yacimientos Puesto Hernández (1969) y Loma La Lata que, respectivamente, incrementaron la disponibilidad de petróleo y gas del país y jerarquizaron al sector en la economía neuquina. Hacia 1990 se consolidó la preponderancia de estos, no solo por el crecimiento de las reservas de gas y crudo a partir de nuevos descubrimientos: El Portón (1990), El Trapial (1991) y Sierra Chata (1993), sino también por el aumento de las exportaciones y la liquidación de regalías, que le dieron una fuerte incidencia en el presupuesto provincial.



GASODUCTO COMODORO RIVADAVIA - BUENOS AIRES
1600 Km. - Ø10" Y OTROS DIAMETROS MENORES

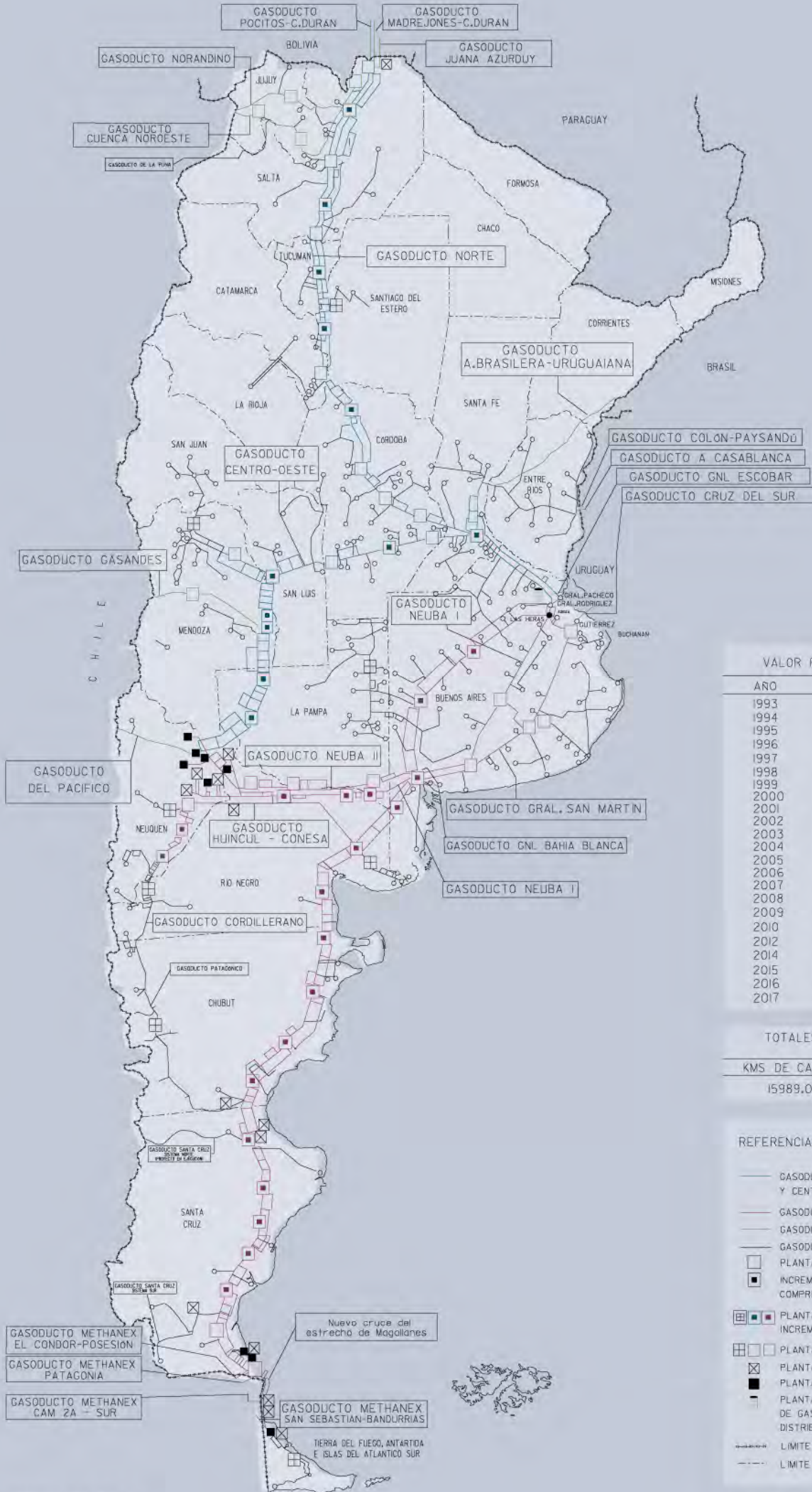
GASODUCTO COMODORO RIVADAVIA-BUENOS AIRES

*Evolución de la red de gasoductos en Argentina 1949-2017.
Atlas histórico del gas, Enargas.*

PROMEDIO DIARIO ANUAL DE GAS ENTREGADO AL SISTEMA	
AÑO	GAS ENTREGADO m ³ /día
1949	268.720

- REFERENCIAS:
- GASODUCTO TRONCAL SISTEMA SUR - GAS DEL ESTADO
 - PLANTA COMPRESORA
 - LIMITE INTERNACIONAL
 - LIMITE INTERPROVINCIAL

ESCALA GRAFICA
0 50 100 150 200 250 300 KM



VALOR RECORD DE GAS INYECTADO

AÑO	m3/día	FECHA
1993	71.000.000	30/07/93
1994	81.000.000	29/07/94
1995	87.860.000	04/08/95
1996	91.210.000	05/07/96
1997	95.780.000	07/07/97
1998	97.780.000	02/07/98
1999	108.000.000	17/07/99
2000	116.000.000	19/07/00
2001	121.000.000	27/07/01
2002	121.310.000	13/06/02
2003	119.880.000	10/07/03
2004	119.450.000	13/06/04
2005	121.190.000	02/09/05
2006	125.930.000	23/06/06
2007	125.300.000	22/05/07
2008	125.510.000	21/07/08
2009	125.880.000	08/06/09
2010	127.800.000	18/07/10
2012	141.500.000	24/07/12
2014	142.400.000	14/08/14
2015	151.200.000	19/08/15
2016	153.621.000	25/6/16
2017	158.400.000	18/07/17

TOTALES INSTALADOS DESDE 1949
TGS - TGN

KMS DE CARRERIAS	HP
15989,05	1,155.720

REFERENCIAS:

- GASODUCTO TRONCAL SISTEMA NORTE Y CENTRO-OESTE - TGN S.A.
- GASODUCTO TRONCAL SISTEMA SUR-TGS S.A.
- GASODUCTO DE EXPORTACION/IMPORTACION
- GASODUCTOS REGIONALES
- PLANTA COMPRESORA NUEVA
- INCREMENTO DE POTENCIA DE PLANTA COMPRESORA EXISTENTE
- ▣ PLANTA COMPRESORA - POTENCIA ORIGINAL INCREMENTADA EN UNA O MAS OPORTUNIDADES
- ▤ PLANTA COMPRESORA EXISTENTE
- ⊠ PLANTA DE TRATAMIENTO
- ⊡ PLANTA COMPRESORA PRODUCTORES
- ⊣ PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LIQUADO
- DISTRIBUIDORA GAS NATURAL BAN S.A.
- LIMITE INTERNACIONAL
- - - LIMITE INTERPROVINCIAL

ESCALA GRAFICA
0 50 100 150 200 250 300 KM

IMPORTANTE : OBTENIDO EL DATO AL PRESENTE SE HAN AGREGADO ALGUNAS PC DE PRODUCTORES Y PC DE TRATAMIENTO (LEY 17.391) QUE SON PREEXISTENTES.

En tanto, Chile y Argentina suscribieron el *Protocolo de Interconexión Gasífera* en 1995, firmado por los presidentes Eduardo Frei Ruiz-Tagle y Carlos Menem, que estableció las normas a las que debían ajustarse las empresas que participaran en este mercado. También por esos años avanzaron las negociaciones y acuerdos bilaterales con Uruguay, y para finales de la década, en diciembre de 1999, en el ámbito regional se aprobó el *Memorandum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera entre los Estados Partes del Mercosur*. Para entonces ya estaba en operación o a punto de finalizar la construcción de la mayoría de los gasoductos proyectados para la exportación desde Argentina.

- **Chile:** *GasAndes*, operativo a partir de 1997, se extiende desde La Mora (Mendoza) a la comuna de San Bernardo, en las afueras de Santiago; *Atacama*, operativo a partir de 1999, se extiende desde Cornejo (Salta) a la Región II; *Norandino*, operativo a partir de 1999, se extiende desde Orán (Salta) hasta la II Región; del *Pacífico*, operativo a partir de 1999, se extiende desde Neuquén a la Región del Biobío. Mientras que desde la provincia de Santa Cruz a la Región Magallánica fueron tendidos tres gasoductos: *Methanex El Cóndor-Posesión* (conocido como Methanex YPF) y *Methanex Patagonia* (conocido como Methanex SIP), operativos a partir de 1998; y *Methanex EGS*, operativo a partir de 2005. Y desde Tierra del Fuego a la Región Magallánica, los gasoductos *Methanex San Sebastián-Bandurrias* (Methanex PAE), operativo a partir de 1997; y *Methanex CAM 2A Sur*, operativo a partir de 2005.²⁰

- **Uruguay:** *Colón-Paysandú*, operativo a partir de 1998; *Cruz del Sur*, operativo a partir de 2002; *Casablanca*, se terminó de construir en 2000 y entró en operaciones en 2012.²¹

- **Brasil:** *Aldea Brasileira-Uruguayana*, operativo a partir de 2000.

No obstante lo anterior, la acelerada explotación de los yacimientos neuquinos y la no incorporación de nuevas reservas al mercado hicieron que la curva ascendente en la producción de gas marcara su pico en 2004 y que hacia 2007 Argentina cerrara la exportación a Chile e incrementara la importación de gas desde Bolivia.²² En junio de 2008, comenzó a operar un buque regasificador en el puerto de Bahía Blanca, en el sur de la provincia de Buenos Aires, y tres años más tarde, se amplió la capacidad de importación de gas con la habilitación de una embarcación similar en el puerto de Escobar, en el norte bonaerense. En años posteriores, los gasoductos que habían sido uti-

20. Los cinco gasoductos australes que atraviesan la frontera abastecen a la firma canadiense Methanex, ubicada en Cabo Negro, Región Magallánica (Chile). Esta compañía, con casa matriz en Vancouver, es una de las mayores productoras y proveedoras mundiales de metanol y tiene plantas de producción en Canadá, Chile, Egipto, Nueva Zelanda, Estados Unidos y Trinidad y Tobago.

21. Gasoducto Cruz del Sur S. A. tiene la concesión de los gasoductos Cruz del Sur y Casablanca. Esta sociedad anónima es controlada por BG Group, Pan American Energy, ANCAP y Wintershall.

22. Para profundizar en este aspecto puede consultarse De Dicco (2006), *Estudio sobre el agotamiento de las reservas hidrocarburíferas de Argentina, período 1980-2005*.

lizados para la exportación cambiaron la dirección de los flujos y pasaron a emplearse para la importación desde Chile, como es el caso de NorAndino y GasAndes.

En el caso de Bolivia, el tendido de gasoductos, como señalamos más arriba, se remonta a la década de 1960, con el tramo Madrejones (Bolivia)-Campo Durán (Salta); en 1971 entró en operaciones el ducto Pocitos (Bolivia)-Campo Durán (Salta), de Gas de Estado; mientras que en 2002 se habilitó una nueva traza Madrejones-Campo Durán, de la empresa Pluspetrol, y en 2010 se puso en operaciones el Gasoducto Juana Azurduy, también desde Madrejones hacia Campo Durán. El objetivo de este último era inyectar la producción boliviana en el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) para abastecer a las provincias de Formosa y Chaco y el norte de Santa Fe. Sin embargo, el proyecto inicial fue modificado sustancialmente dado que no estaba garantizado el suministro desde Bolivia y, por otra parte, se incrementó la extracción en los yacimientos no convencionales, por lo que esa infraestructura se utilizará para transportar el gas de la Patagonia al norte argentino. Con esta obra los fluidos de Vaca Muerta llegan a la frontera con Bolivia y quedan a *un paso* de las redes que unen a ese país con el mercado brasileño.²³

Vaca Muerta se monta sobre los restos de Loma La Lata

Cuando en los primeros años de la década de 2010 se comenzó a promocionar el potencial no convencional de la Cuenca Neuquina, se destacaba la existencia de infraestructura hidrocarburífera y de mano de obra capacitada; esta era una diferencia comparativa de peso respecto de otras formaciones que solo contaban con potenciales recursos. Si bien la capacidad instalada del sector gasífero, heredada del esplendor de Loma La Lata, era una ventaja objetiva, estaba muy lejos de garantizar la infraestructura necesaria para Vaca Muerta. Esto se manifestó primero ante la urgencia empresarial de reducir costos de producción y garantizar la viabilidad de los desarrollos masivos; había (y todavía hay) necesidad de obras viales, acueductos, reparación y extensión de ramales ferroviarios, construcción de centros de acopio y acondicionamiento de arenas para fractura hidráulica o *fracking* y plantas de tratamiento de residuos petroleros.²⁴ Y a esa lista se sumó un nuevo cuello de botella: la falta de infraestructura

23. La construcción de las redes de infraestructura y el ascenso de las derechas neoliberales en los gobiernos de la región generan las condiciones para que se materialicen ideas que circulan en el empresariado local. En abril de 2017, la revista *Petrotecnia*, del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, dedicó la edición a problematizar el futuro del gas y la infraestructura. En ese número, el gerente general de Transportadora Gas del Norte, Horacio Cristiani, sostuvo: "Si miramos el mapa regional, vemos que hay una gran cantidad de infraestructura que vincula los sistemas gasíferos de Argentina con Chile, Bolivia, Brasil y Uruguay. El próximo desafío es generar una regulación que facilite que los actores privados muevan gas (y electricidad) de un país a otro haciendo más eficiente su consumo. ¿Será posible aprovechar la infraestructura de nuestros vecinos y comprar GNL en Brasil, y además, intercambiar ese gas a través de Bolivia para que llegue a la Argentina?".

24. Más deficitaria aún era la infraestructura social, que se hace patente en Añelo, ciudad que de la noche a la mañana se transformó en cabeza de playa de la actividad no convencional. En 2014, al

para inyectar en el mercado los flujos de gas y petróleo en ascenso. Si no está garantizado el acceso al mercado, el potencial de las formaciones no convencionales del norte de la Patagonia en sí mismo no es un motivo suficiente para la lluvia de inversiones de empresas que los meteorólogos de Vaca Muerta anuncian periódicamente. Las grandes empresas que reconocían la necesidad de plantar su bandera en el mapa de la Cuenca Neuquina por el potencial de ese *play*, ya lo hicieron.²⁵



Foto: Fabián Ceballos

En julio de 2015, el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), que presiden empresas del sector, publicó el informe *De Vaca Muerta al hogar de los argentinos*, en el que realizaba un diagnóstico de la infraestructura gasífera existente y de la necesaria para poner en el mercado el gas alojado en las formaciones de lutitas y arenas compactas del norte de la Patagonia. En aquel entonces, la institución advertía la necesidad de ampliar la capacidad de transporte de los gasoductos troncales, principalmente el San Martín, Neuba II y Norte, con los grandes centros de consumo del país: “Un desarrollo tan

poco tiempo de ser promocionada como la *Capital Nacional del Shale*, colapsó en todos los órdenes: habitacional, educativo, sanitario, vial, de servicios –luz, gas, agua, cloacas–; miles de hombres y, en menor medida de mujeres, llegaron súbitamente a la tierra prometida. Para profundizar puede consultarse el informe de EJES *Megaproyecto Vaca Muerta. Informe de externalidades*, publicado en marzo de 2017.

25. Ver *Compañías europeas a la conquista de Vaca Muerta*.

ambicioso de gas presupone que toda la infraestructura existente de transporte de gas será vuelta a requerir con altos niveles de exigencia en el mediano plazo. Gasoductos y plantas compresoras antiguas requerirán inversiones importantes para asegurar la sustentabilidad del sistema”. El informe destacaba, además, que “el 42% de los gasoductos y 17% de las plantas compresoras de TGN [Transportadora Gas del Norte]²⁶ y TGS [Transportadora Gas del Sur]²⁷ tienen más de 40 años”.²⁸ Y agrega: “Las nuevas ampliaciones han sido diseñadas, en general, sin considerar la modernización de la infraestructura existente. Sin embargo, en el mediano plazo estas instalaciones serán altamente exigidas lo que obligará a importantes inversiones para asegurar confiabilidad”.²⁹

Por otra parte, tomando en consideración la caída del consumo de gas en los meses cálidos, para no afectar la producción el IAPG proponía la exportación de ese diferencial a los países limítrofes haciendo uso de la infraestructura disponible de gasoductos internacionales. Además planteaba como alternativa el almacenamiento subterráneo de gas y la construcción de tanques *offshore* en los puertos de regasificación locales o extranjeros. Dos años después de publicado ese informe, el Gobierno argentino autorizó la exportación de gas desde las cuencas Austral y Neuquina, y las operadoras Pluspetrol e YPF proyectan almacenar gas en pozos que no están en producción. Más de una treintena de permisos de exportación de gas fueron aprobados desde julio de 2018 al cierre de este informe. Si bien el principal destino es Chile, los otros son Brasil y Uruguay. Total Austral, Pan American Energy, Wintershall, ExxonMobil, YPF, Pluspetrol y Compañía General de Combustibles (CGC) se cuentan entre las empresas que ya comercializan gas fronteras afuera.

Por otra parte, además de ampliar la capacidad de transporte del sistema de gasoductos, convertir el gas de Vaca Muerta en líquido permitiría que la producción supere el mercado nacional y regional y sea inyectada en cualquier lugar del mundo donde exista un puerto regasificador. En realidad, el proceso de licuefacción resuelve el límite “físico”, dado que insertar ese gas en el mercado mundial depende de otras variables, como costos, oferta, demanda.

A continuación realizamos un breve listado de la infraestructura existente y proyectada para inyectar a Vaca Muerta en el mercado del gas.

26. Los accionistas controlantes de Transportadora de Gas del Norte (TGN) son Gasinvest (56%)—sociedad conformada por Tecpetrol Internacional S. L., Compañía General de Combustibles S. A. y RPM Gas S. A.— Southern Cone Energy Holding Company Inc. (24%) y Bolsa de Comercio de Buenos Aires (20%). (TGN, s/d).

27. El accionista principal de Transportadora de Gas del Sur (TGS) es Compañía de Inversiones de Energía S. A. (CIESA), que posee el 51% del capital social. El porcentaje restante cotiza en las Bolsas de Comercio de Buenos Aires y Nueva York. Los accionistas de CIESA son: (i) Pampa Energía S. A. con el 50%.; (ii) Grupo Inversor Petroquímica S. L. (integrante del grupo GIP, liderado por la familia Sielecki), WST S. A. (integrante del Grupo Wertheim) y PCT L. L. C. por el restante 50%.

28. TGN y TGS controlan los gasoductos troncales de los sistemas Norte y Centro Oeste, y Sur, respectivamente.

29. IAPG, *De Vaca Muerta al hogar de los argentinos*, p. 8

• **Gasoducto Vaca Muerta.** En junio 2018 se firmó el acta acuerdo entre el Gobierno de la provincia del Neuquén y la empresa TGS para la construcción de un gasoducto de captación de 130 kilómetros y una planta de acondicionamiento de gas en el paraje Tra-tayén, para su posterior inyección en los gasoductos Centro Oeste, de TGN, y Neuba II, de TGS. Este gasoducto atravesará las áreas hidrocarburíferas Bajada de Añelo³⁰, Bajo del Choique-La Invernada³¹, Pampa de las Yeguas I³², Pampa de las Yeguas II³³, Parva Negra Este³⁴, Parva Negra Oeste³⁵, La Escalonada³⁶, Rincón La Ceniza³⁷, Los Toldos Nor-te³⁸, Los Toldos Sur³⁹, Los Toldos Este⁴⁰, Los Toldos Oeste⁴¹, La Calera⁴², El Orejano⁴³ y Sierra Chata⁴⁴, y beneficiaría de forma directa a empresas como Shell, Total Austral, Exxon Mobil, Dow Chemical, Pluspetrol, YPF y Pampa Energía. La obra inicial deman-da una inversión de USD 300 millones y podría llegar hasta los USD 800 millones, en la medida en que se pongan en producción nuevos bloques y sea necesaria su ampliación.

30. Opera YPF S.A., la participación en la Unión Transitoria de Empresas (UTE) que tiene la concesión del área es YPF S.A. 35%, YSUR Energía Argentina S.R.L. 15% (YPF S.A.), O&G Developments LTD S.A. (Shell CAPSA) 50%.

31. Opera ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L., la participación en la Unión Transitoria de Empresas (UTE) que tiene la concesión del área es ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L. 90%, Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (GyP) 10%.

32. Opera ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L., la participación en la Unión Transitoria de Empresas (UTE) que tiene la concesión del área es YPF S.A. 50% y ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L. 50%.

33. Opera Total Austral S.A., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es Total Austral S.A. 45%, YPF S.A. 45% y GyP S.A. 10%.

34. Opera Pampa Energía S.A., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es Pampa Energía S.A. 42,50% y ExxonMobil Exploration Argentina 42,50% y GyP S.A. 15%.

35. La compañía Retama Argentina LLC, subsidiaria de la petrolera norteamericana Retamco Operating, renunció a sus derechos sobre el área a fines de 2018.

36. Opera Total Austral S.A., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es Total Austral S.A. 47,50%, O&G Developments LTD S.A. 23,75%; GyP S.A. 5% y Shell C.A.P.S.A.: 23,75%.

37. Opera Total Austral S.A., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es Total Austral S.A. 47,50%, O&G Developments LTD S.A. 23,75%; GyP S.A. 5% y Shell C.A.P.S.A.: 23,75%.

38. Opera Tecpetrol S.A., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es Tecpetrol S.A. 90% y GyP S.A. 10%.

39. Opera ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L. 80%, Tecpetrol S.A. 10% y GyP S.A. 10%.

40. Opera Tecpetrol S.A., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es Tecpetrol S.A. 90% y GyP S.A. 10%.

41. Área para exploración, la titular es GyP S.A.

42. Opera Pluspetrol S.A., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es YPF S.A. 50% y Pluspetrol S.A. 50%.

43. Opera YPF S.A., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es YPF S.A. 50% y PBB Polisor S.A. 50% (Dow Chemical).

44. Opera Petrobras Argentina S.A., la participación en la UTE que tiene la concesión del área es Mobil Argentina S.A. 51% (ExxonMobil), Total Austral S.A. 3,45%; Pampa Energía S.A. 45,55%.

- **Gasoducto del Pacífico.** El gasoducto fue inaugurado en 1999 y originalmente unía el megayacimiento Loma La Lata con la región chilena de Bío Bío. En 2005 fue reconvertido en un sistema utilizado íntegramente para el transporte dentro del territorio argentino. El tendido atraviesa la zona más dinámica de Vaca Muerta, por lo que comenzó a evacuar la producción de yacimientos de YPF, Total, Shell, Exxon Mobil y Tecpetrol, pero rápidamente cubrió su capacidad de transporte. Gasoducto del Pacífico S. A. (Argentina)⁴⁵ pretende pasar de 7,5 millones de metros cúbicos diarios a 12,5 millones. Ese incremento de cinco millones de metros cúbicos de la capacidad de transporte fue adjudicado en concurso abierto a YPF y Exxon Mobil hasta octubre de 2030.

- **Gasoducto Rosario.** En el último trimestre de 2018 se anunció la construcción de un nuevo troncal que partiría de la planta de acondicionamiento de gas de Tratayén, ubicada en una de las zonas más productivas de Vaca Muerta (cerca a Añelo), hacia el sur de la provincia de Buenos Aires, y permitiría potenciar allí el desarrollo del polo petroquímico existente, que es el más importante del país.⁴⁶ Desde allí la traza seguiría hacia el norte bonaerense y la provincia de Santa Fe, para abastecer los cordones industriales de San Nicolás y Rosario –este último se transformó en uno de los principales centros mundiales de procesamiento de soja–. Al conectar con el sistema de TGN, también podría transportar gas hacia el noroeste argentino y empezar a sustituir la importación de Bolivia.

El gasoducto tendrá una capacidad de transporte de 25 millones de m³/día y está previsto que se amplíe a 40 millones m³/día en una segunda etapa, es decir, un 25% más que el gasoducto Centro Oeste, el más importante de esa región. El costo rondaría los USD 1200 millones, y sería desarrollado por Tecpetrol y TGN, ambas empresas controladas por el Grupo Techint.

Planta de licuefacción. Perú y Trinidad y Tobago son los únicos países de América Latina y el Caribe donde funcionan plantas de licuefacción, mientras que en México está en evaluación un proyecto que se desarrollaría en Baja California.⁴⁷ En 2016 el Go-

45. La principal accionista de Gasoducto del Pacífico S. A. (Argentina) es la Compañía General de Electricidad, perteneciente a la española Gas Natural Fenosa, con el 56,7%; las socias menores son YPF y la petrolera chilena Enap y Trigas (BAE, 14/05/2018).

46. Para profundizar más en el surgimiento de este polo petroquímico y sus impactos socioambientales puede consultarse Mariela Dobal (2015), "Bahía Blanca y White: grietas en el muro de la incertidumbre", en Observatorio Petrolero Sur (comp.), [Polos. Injusticias ambientales e industrialización petrolera en Argentina](#), Buenos Aires, Ediciones del Jinete Insomne / Observatorio Petrolero Sur, pp. 81-111.

47. En Trinidad y Tobago funcionan las plantas Atlantic Tren 1 (1999), Atlantic LNG Tren 2 (2002), Atlantic LNG Tren 3 (2003) y Atlantic LNG Tren 4 (2006), mientras que en Perú, Peru LNG (2010). En 2017 los embarques de Perú y Trinidad y Tobago representaron el 7% y 3% respectivamente, de los totales de GNL de la Unión Europea. El mayor proveedor es Qatar, 41%; seguido por Argelia, 17%; Noruega 7%; y EE. UU., 4% (Infobae, 29/09/2018).

bierno argentino comenzó a sondear la posibilidad, a través de la empresa nacional de energía ENARSA (que más tarde se transformó en IEASA), de que un buque de licuefacción opere en el puerto Rosales, en las afueras de Bahía Blanca, a 650 kilómetros al sur de la Ciudad de Buenos Aires. A pesar de que el proyecto no prosperó, el tema siguió en agenda y en octubre de 2018 la petrolera de bandera, YPF, firmó un acuerdo con la empresa belga Exmar para la instalación y operación del buque de licuefacción Tango FLNG.⁴⁸ Se trata de un proyecto de menor envergadura en comparación con los que funcionan en la región, que permitirá transportar por barco pequeños volúmenes de gas. El buque estaría en condiciones de producir GNL en el segundo trimestre de 2019, y si bien en la prensa se habla de la capacidad de exportación, también se baraja la posibilidad de reinyectar el fluido al sistema a través del puerto regasificador de Escobar.⁴⁹ De esta manera se superarían escollos de la red de gasoductos y se podrían reducir las importaciones de GNL. En un plazo más largo, y en función del desarrollo de Vaca Muerta, el objetivo de YPF sería la construcción de una planta de licuefacción en tierra.

Por otra parte, TGS firmó un acuerdo con la compañía estadounidense Excelerate Energy L. P. para evaluar la factibilidad de la construcción de una planta de licuefacción en Bahía Blanca, según la información remitida a sus accionistas. En tanto en los primeros días de octubre de 2018, medios periodísticos señalaron que arribaría al país una delegación de Qatar Gas Transport Company para evaluar las perspectivas de la industria gasífera local y analizar la viabilidad técnico-económica de construir una terminal de licuefacción. Sin embargo, luego no se conocieron detalles de la visita anunciada.

Instalaciones de almacenamiento subterráneo. La posibilidad de almacenar excedentes de la producción en épocas de menor consumo, como el verano, es una variable que evalúan diferentes empresas. Una de las alternativas es la utilización de yacimientos que ya han sido explotados, otra es la licuefacción y almacenamiento en buques metaneros. En el escenario de Vaca Muerta, las dos principales productoras de gas de yacimientos no convencionales, YPF y Tecpetrol, trabajan en un proyecto de almacenamiento subterráneo en el yacimiento Los Bastos, cercano a la ciudad de Plaza Huincul, ubicada a 120 kilómetros de Neuquén Capital.⁵⁰

48. El buque de licuefacción Caribbean FLNG, rebautizado Tango FLNG, fue diseñado en 2014 por Exmar para un proyecto de la empresa Pacific Rubiales en Colombia, que fue cancelado por el derrumbe del precio del crudo registrado en junio de ese año (EconoJournal, 10/10/2018).

49. Desde 2016 se impulsaron iniciativas en el Congreso de la Nación que no prosperaron para instalar una planta de licuefacción en Tierra del Fuego que permitiría superar la capacidad limitada de transporte del Gasoducto San Martín y abastecer al mercado local con GNL de la cuenca Austral la segunda más importante del país en producción de gas, en 2018 representó aproximadamente el 25% y contribuir a la reducción de las importaciones.

50. Paradójicamente, en esa localidad se inició la producción de hidrocarburos en la cuenca Neuquina a partir del descubrimiento de petróleo en octubre de 1918.

El comercio regional del gas y la estrategia de Shell



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015, International Gas Union – World LNG Report 2014.

“El interés de Shell está en el gas y los proyectos integrados. (...) Shell es una compañía global con oportunidades en el Perú, México, Brasil, Argentina y Bolivia. Debemos evaluar y ponderar cuál de estos países es el más conveniente”.

—Martín Rueda, presidente regional de Shell en Perú y Bolivia.⁵¹

La ampliación de las fronteras extractivas en América Latina y el Caribe se da en un contexto en que los desarrollos tecnológicos y de infraestructuras permiten ampliar también la frontera geológica, hacia reservorios antes desestimados, y la geográfica, incorporando nuevo territorios a la actividad hidrocarburífera. Ejemplos de este proceso los constituyen: en Argentina, la centralidad que tienen Vaca Muerta y el conjunto de formaciones compactas; en Brasil, los yacimientos de aguas ultra profundas del Pre-sal; en Colombia, las campañas exploratorias en el mar Caribe; o en Bolivia, el avance sobre áreas protegidas y territorios de pueblos indígenas. Estas ampliaciones propician importantes cambios en el mercado regional de gas, aunque, claro está, primero deberían superar escollos financieros, tecnológicos, de infraestructura y, también, las resistencias de los pueblos al sacrificio de sus territorios en pos del mercado energético.

Una de las primeras manifestaciones del nuevo escenario que se perfila con la puesta en producción de los proyectos de energías extremas es el inminente final de la era que tuvo a Bolivia como principal proveedor de Argentina y Brasil; ambos países no solo aspiran a lograr el autoabastecimiento en un futuro cercano sino también a transformarse en exportadores. Justamente una de las apuestas del Gobierno argentino en las reuniones del G20, celebradas en el país en 2018, fue avanzar en la promoción del gas como combustible puente en la transición hacia energías limpias y la consolidación del mercado del gas.

Tanto en ámbitos gubernamentales como en la conducción de YPF se asegura que el país tiene las condiciones para producir gas de manera competitiva y exportar a América Latina y Europa, y además disputar el mercado chino. También en ámbitos gubernamentales se barajan metas que rozan lo posible, como es mantener las importaciones de gas boliviano hasta 2026 cumpliendo con los contratos firmados con ese país –aunque renegociando volúmenes y condiciones–, y a partir de ese año prescindir

del suministro en un escenario de autoabastecimiento y exportación. Brasil, por su parte, plantea alcanzar el autoabastecimiento para 2021,⁵² sin embargo, el contrato de importación de gas boliviano firmado por YPF y Petrobras caduca el 31 de diciembre de 2019; si bien se especula con que las autoridades brasileñas no lo renovarían y optarían por otras fuentes, Shell Brasil ya manifestó su interés en importar gas de Bolivia. Con ese objetivo, a fines de diciembre la empresa con casa matriz en Europa firmó un memorándum de entendimiento con la petrolera estatal boliviana.

Más allá de las proyecciones de las autoridades argentinas y brasileñas, las reservas de gas de Bolivia son una incógnita. Diversos analistas aseguran que estas han caído considerablemente y que en un futuro cercano YPF no podría cumplir con sus compromisos de exportación. No obstante, desde el Ministerio de Hidrocarburos boliviano afirman que el país cuenta con un potencial no convencional superior al de Vaca Muerta⁵³ –aunque de existir tales recursos, transformarlos en reservas e inyectarlos en el mercado puede demandar al menos una década– y que ante los cambios de escenarios en Argentina y Brasil, el Gobierno avanza en diálogos para vender gas a Paraguay y Perú e incluso exportar GNL a través de puertos peruanos.⁵⁴

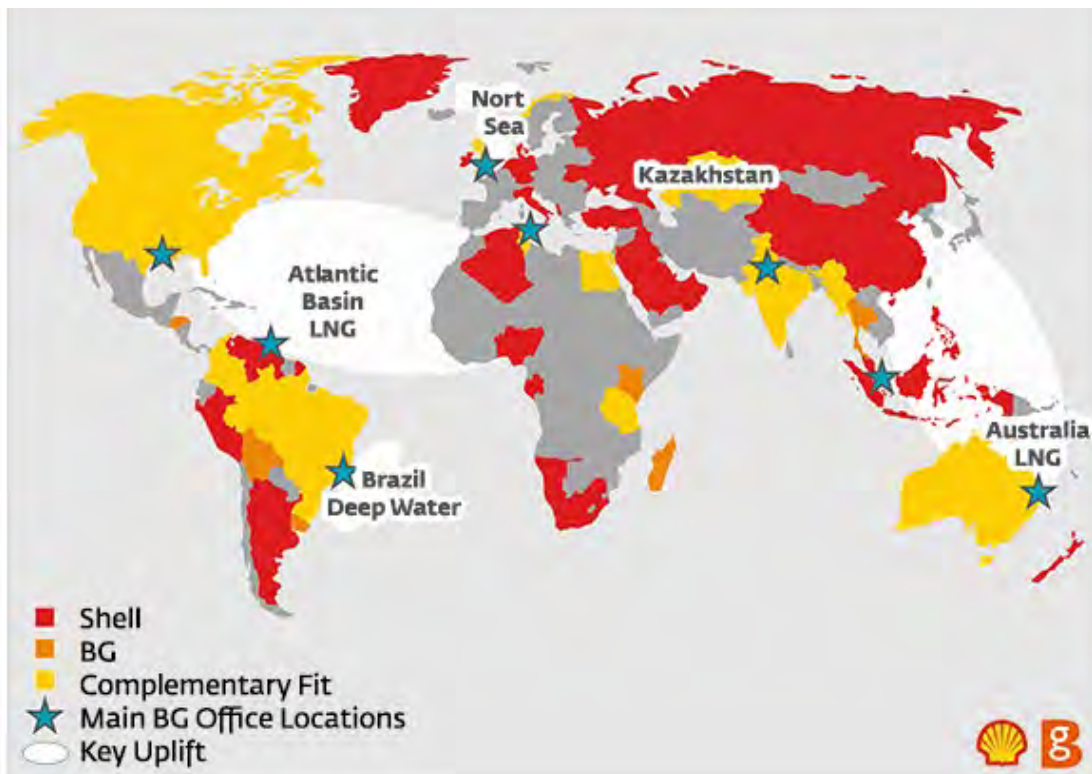
Al margen de las declaraciones de los funcionarios de los diferentes gobiernos, lo verosímil de estas y el afán de potencia exportadora, es un hecho que, como decíamos más arriba, la ampliación de las fronteras extractivas propicia cambios profundos en el mercado regional de gas, que son palpables, en principio, en Argentina, Bolivia y Brasil. En ese marco, analizar el comportamiento en estas latitudes de una de las empresas dominantes en el sector, como Royal Dutch Shell plc, puede aportar otras perspectivas sobre proyectos que para los países o a nivel regional tienen una relevancia superlativa pero puestos en otra escala resultan menos trascendentes.

52. *Reporte Energía*, 26/04/2017.

53. *Río Negro*, 22/03/2018.

54. *América Economía*, 04/05/2018 y *Gestión*, 06/01/2019.

Mapa del upstream combinado de Shell y BG



Fuente: Royal Dutch Shell plc

-28-

Consolidar su liderazgo en el mercado de gas y posicionarse sobre megareservorios fueron objetivos que persiguió Shell en la última década en América Latina y el Caribe, lo que se tradujo en una consolidación en puntos estratégicos de la región. Con la compra de los activos en GNL a la petrolera española Repsol en 2013 y luego, al absorber en 2016 a BG, otra de las empresas líderes en producción, transporte y comercialización de gas, la compañía anglo-holandesa adquirió una participación mayoritaria en la planta de licuefacción Atlantic LNG (Trinidad y Tobago), la sexta mayor exportadora de GNL del mundo. Por otra parte, en 2017 compró los activos de la subsidiaria trinitense de Chevron Corp, lo que le dio presencia sobre el mega yacimiento *offshore* Loran Manatee. También a partir de la compra de los activos de Repsol en 2013, Shell obtuvo el control del 20% de Peru LNG, propietaria de Pampa Melchorita, la primera planta de licuefacción de Sudamérica. De esta manera, Shell se ubicó estratégicamente en los dos países de la región con capacidad de inyectar su producción de gas en el mercado mundial.

Así como la compañía anglo-holandesa regresó a Perú con la compra de los activos de Repsol, lo mismo sucedió en el caso de Bolivia, en 2016, pero a partir de la compra de BG. Tras ocho años de ausencia, apunta a ubicarse como una de las actrices de importancia en el control de la producción y a jugar un papel preponderante en la comercialización de gas. Tanto los derechos de exploración como de explotación que detenta Shell en ese país se concentran en Tarija, departamento donde se está llevando a cabo uno de los procesos de resistencia a las petroleras más importantes de los últimos años. La movilización tiene como protagonistas a comunidades campesinas y a mujeres líderes del área protegida Reserva Nacional de Fauna y Flora Tariquiá.

También a partir de la compra de BG, Shell se transformó en la principal proveedora de gas natural licuado de Chile. Igual relevancia en la comercialización de GNL tuvo en 2017 en Argentina: fue responsable de 22 embarques sobre 68 que compró el Estado ese año a través de la Empresa Nacional de Energía S. A. (Enarsa); el año anterior, solo había sido responsable de 8 de los 76 que ingresaron a los puertos regasificadores del país.⁵⁵ Esta participación creciente de la compañía en la venta de GNL, y también de gasoil, motivó denuncias penales por violación de la Ley de Ética Pública⁵⁶ y el Régimen de Contrataciones⁵⁷, como las impulsadas por el senador nacional Fernando Solanas contra el entonces ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren. Hasta seis meses antes de asumir la función pública, Aranguren había sido CEO de Shell Compañía Argentina de Petróleo S. A., y ya como titular de la cartera de Energía continuó detentando acciones de Royal Dutch Shell plc.⁵⁸ En ese período, Shell Western Supply obtuvo siete de las ocho licitaciones de contratos de barcos de gasoil que se firmaron en el país, y también se autorizó la importación de gas desde Chile, recurso que la petrolera de bandera ENAP compró a BG y vendió a Enarsa un 53% más caro que el GNL que entonces llegaba a puertos argentinos.⁵⁹

Aun así, lo más significativo de Shell en relación con Argentina no ha sido la venta de GNL y gasoil sino su retorno a las actividades de exploración y producción a partir de Vaca Muerta, un segmento en el que tenía escasa presencia en el país desde la década de 1970, cuando se enfocó en refinación y comercialización. Además de acaparar áreas en la provincia de Neuquén para acceder a la formación de lutitas, la compañía inició un proceso de reestructuración, al desprenderse de activos en los segmentos de refinación y comercialización, que vendió a la empresa brasileña Raízen –controlada en un 50% por Dutch Royal Shell plc–, para concentrarse en el segmento *upstream*. El interés va incluso más allá de Vaca Muerta, como se desprende del agrado con que la petrolera anglo-holandesa recibió en octubre pasado la apertura de la ronda de licitación de 38 áreas *offshore* en el Mar Argentino. “Estamos viendo el atractivo de la licitación y sospecho que va a haber interés. Distintos países de América Latina estuvieron muy activos en estos últimos cinco años en el tema *offshore*, como Colombia y Brasil, así que ojalá la Argentina reciba un poco de este resurgimiento”, afirmó Wael Sawan, vicepresidente ejecutivo de Aguas Profundas.⁶⁰

55. Ver en *Anexo I* el detalle de la participación de Shell en la venta de GNL al país en el período 2016-2018.

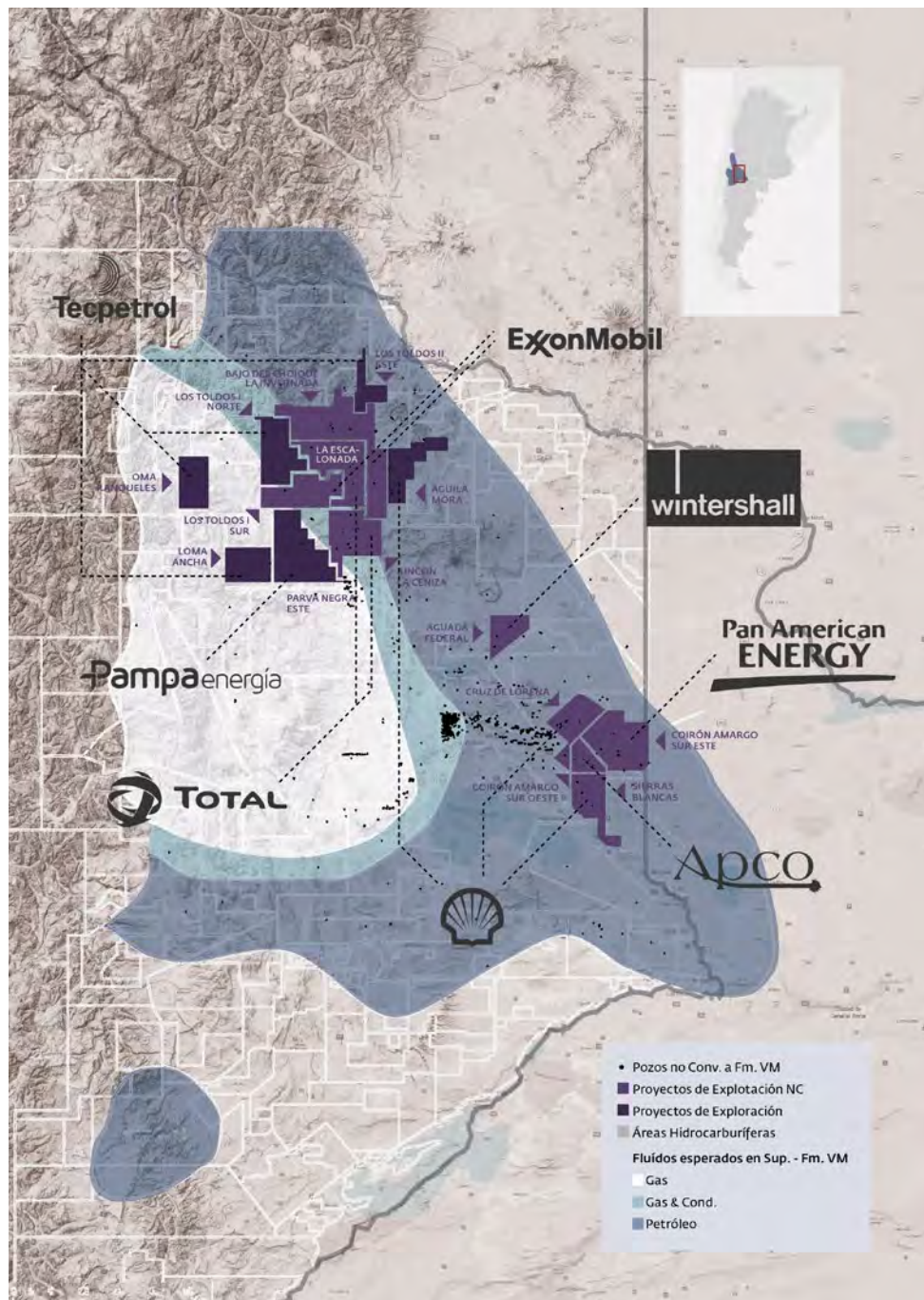
56. Solanas sostiene que Aranguren, siendo funcionario, violó el artículo 12 de la Ley 25.188 de Ética Pública, ya que una de las firmas de las que fue directivo resultó ser la principal adjudicataria por la compra de gasoil por parte del Gobierno que integraba. Ver *Página/12*, 09/11/2017.

57. El senador asegura que violó el Régimen de Contrataciones al comprar gas a Chile un 128% más caro del precio que Bolivia le vende a la Argentina. Ver *InfoSur, s/d* y *Ministerio de Energía y Minería de la Nación*, 14/06/2016.

58. *Ministerio de Energía y Minería de la Nación*, 13/09/2016.

59. *La Nueva*, 06/05/2016.

60. *La Nación*, 17/10/2018.



-30-

Adaptación del mapa *Proyectos de Explotación No Convencional y Explotación de Gas y Petróleo del Neuquén S.A.*

Vaca Muerta se caracteriza por el mega potencial de gas que la Administración de Información Energética de EE. UU. le ha adjudicado en sucesivos informes. A pesar de ello, Shell concentró su interés en la producción de shale oil en las áreas Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste. A comienzos de 2018 anunció inversiones con la meta de extraer 40 mil barriles diarios en 2021; en ese momento no superaba los 12 mil. Sin embargo, la decisión de centrarse en el petróleo no implica excluirse de un mercado de gas que se dinamiza a partir de la explotación de yacimientos compactos. En julio pasado, el Gobierno argentino reabrió las exportaciones de gas; al cierre de

este informe se habían aprobado 28 permisos, tres de los cuales tramitó BG Chile.⁶¹ Esta apertura es un hecho demasiado reciente y atado a los vaivenes en la producción de Vaca Muerta, pero a pesar de lo prematuro, la compañía se está asegurando su parte.

Aun cuando recién se ponían en marcha los primeros proyectos piloto para la extracción mediante el uso del *fracking*, la irrupción de Vaca Muerta y la posibilidad de que nuevamente volúmenes importantes de gas llegasen a las redes uruguayas desde la Patagonia impactó en el proyecto del Gobierno de ese país de construir un puerto regasificador en las cercanías de Montevideo. En 2017 la propuesta fue reflatada con algunos cambios; se propuso la construcción de un puerto de menor escala, Shell se interesó y firmó un memorándum de entendimiento, pero en abril de 2018 las autoridades uruguayas decidieron no renovar el acuerdo ante la falta de definiciones de la compañía para concretar la inversión. La viabilidad de la obra dependía de que una fracción considerable de lo regasificado fuera inyectada en las redes argentinas y eso no está asegurado.⁶²

Si bien resulta significativa la reorientación de las inversiones de Shell en Argentina a partir de Vaca Muerta, a nivel latinoamericano y del Caribe, según puede observarse en el portal corporativo *Shell Global*, las mayores expectativas están depositadas en los yacimientos de aguas profundas de Brasil más que en el potencial de los reservorios de lutitas y arenas compactas del norte de la Patagonia. En 2001 fue la primera empresa privada en Brasil en encontrar un reservorio de petróleo *offshore*, en la Cuenca de Santos; además, ese año compró la empresa inglesa de E&P Enterprise Oil y asumió el desarrollo de dos bloques en la Cuenca de Campos, donde comenzó a extraer en 2003, hecho que la transformó en la primera compañía en producir petróleo tras la flexibilización del monopolio estatal. En 2005 inició los trabajos de exploración del presal, pero recién en 2016, tras la compra de BG, se convirtió en la principal socia de Petrobras en el megareservorio. Posteriormente, tras el golpe de Estado institucional que derrocó a Dilma Rousseff, en 2017, la compañía fue una de las más beneficiadas por las políticas implementadas por el gobierno de facto de Michel Temer, que facilitó el ingreso de las petroleras privadas al presal, permitiéndole a Shell convertirse en la principal operadora privada del país. La avanzada de la compañía anglo-holandesa hacia los yacimientos costa afuera caracteriza su estrategia mundial actual, y en la región se expresa no solo en su presencia dominante en el presal sino también en la adjudicación de bloques en el Caribe colombiano, la campaña exploratoria desarrollada frente a las costas uruguayas⁶³ y la posibilidad de acceder a permisos de exploración *offshore* en Argentina y Perú.

61. El Gobierno argentino aprobó 34 permisos de exportación de gas entre el 28 de agosto 2018 y el 10 de febrero de 2019: 28 tuvieron como destino Chile; tres, Uruguay; y otros tantos, Brasil (Ministerio de Energía, s/d).

62. *El Observador*, 06/04/2018.

63. A partir de la compra de BG, Shell accedió en Uruguay a derechos de exploración en bloques *offshore* y a tener participación en la empresa Gasoducto Cruz del Sur S.A., concesionaria de dos de los tres gasoductos tendidos entre Argentina y Uruguay.

Anexo 1

Importación GNL en el período 2016-2018

Tablas tomadas de la página de IEASA. Resaltamos los cargamentos de la compañía Shell.

2016 - Importación de GNL desde el puerto regasificador de Escobar

Fecha de amarre	Empresa	Buque	Origen	Precio Referencia (*)	Precio (usd/mmbtu) (*)	Volumen (1000 m ³)	MMBTU	Total (USD)
16-01	GNA	Arctic Spirit	Trinidad y Tobago	14,40% Brent	6,74	45.401	1.675.524	11.296.382,81
23-01	GNA	Cádiz Knutsen	Trinidad y Tobago	14,40% Brent	6,74	45.200	1.668.124	11.246.492,01
28-01	GNA	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	5,60	53.761	1.984.079	11.106.874,24
16-02	GNA	Seishu Maru	Trinidad y Tobago	Fijo	5,60	54.324	2.004.834	11.223.060,73
23-02	GNA	Galicia Spirit	Trinidad y Tobago	Fijo	5,60	52.771	1.947.545	10.902.356,91
05-03	GNA	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	5,60	53.794	1.985.307	11.113.748,59
29-03	GNA	Cádiz Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	5,60	51.806	1.911.920	10.702.928,16
10-04	GNA	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	5,60	55.074	2.032.545	11.378.186,91
03-04	GNA	Gaslog Saratoga	Trinidad y Tobago	Fijo	5,60	52.929	1.953.374	10.934.987,65
21-04	GNA	Seishu Maru	Trinidad y Tobago	Fijo	5,20	51.367	1.895.729	9.857.790,80
29-04	Trafigura	Express	Noruega	Fijo	5,05	54.943	2.027.678	10.239.773,90
06-05	Trafigura	Golar Snow	Qatar	12,78% Brent	4,79	55.443	2.046.144	9.801.848,22
10-05	GNA	Catalunya Spirit	Trinidad y Tobago	Fijo	5,20	56.286	2.077.272	10.801.814,40
15-05	Trafigura	Golar Crystal	Qatar	12,78 % Brent	4,79	57.630	2.126.873	10.188.572,42
20-05	Petrobras	Excelsior	Nigeria - T&T	Fijo	4,59	50.926	1.879.453	8.626.689,27
25-05	GNA	Gaslog Saratoga	Trinidad y Tobago	Fijo	5,20	53.155	1.961.724	10.200.964,80
29-05	Petrobras	Excalibur	Nigeria - T&T	Fijo	4,59	50.746	1.872.796	8.596.133,64
04-06	Petrobras	Esshu Maru	Trinidad y Tobago	Fijo	4,59	49.117	1.812.688	8.320.237,92
09-06	Trafigura	Golar Arctic	Australia - T&T	12,78% Brent	5,40	49.624	1.831.380	9.896.228,11
11-06	GNA	Cádiz Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	4,74	52.719	1.945.608	9.222.181,92
14-06	GNA	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	12,78% Brent	5,28	52.191	1.926.140	10.172.137,95
20-06	Trafigura	Golar Seal	Qatar	12,49% Brent	5,40	56.432	2.082.643	11.253.977,98
23-06	GNA	Gaslog Saratoga	Trinidad y Tobago	Fijo	4,74	53.721	1.982.610	9.397.571,40
25-06	Gazprom	Yenisei River	Qatar	11,65 % Brent	4,93	59.173	2.183.792	10.757.141,01
29-06	Petrobras	Excelsior	Nigeria	Fijo	5,89	52.617	1.941.847	11.437.478,83
03-07	Trafigura	Golar Crystal	Qatar	12,478% Brent	5,69	53.919	1.989.899	11.313.870,47
07-07	Trafigura	Golar Snow	Qatar	12,78% Brent	5,82	56.567	2.087.615	12.156.808,43
11-07	Shell	Maran Gas Delphi	USA	Fijo	5,36	50.170	1.851.545	9.924.281,20
15-07	Trafigura	Golar Celsius	Qatar	12,78% Brent	5,82	57.230	2.112.092	12.299.345,34
19-07	GNA	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	12,49% Brent	5,69	53.258	1.965.493	11.185.817,21
22-07	GNA	Cádiz Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	5,15	52.071	1.921.709	9.894.879,64
26-07	Gazprom	Lena River	Qatar	11,65% Brent	5,31	57.903	2.136.920	11.343.626,13
29-07	Shell	Excelsior	Angola	Fijo	5,67	51.859	1.913.887	10.851.739,29
01-08	GNA	Gaslog Saratoga	Trinidad y Tobago	11,49% Brent	5,37	53.180	1.962.613	10.547.277,76
06-08	Trafigura	Golar Glacier	Qatar	12,78% Brent	5,98	57.256	2.113.040	12.630.696,60
10-08	Shell	Bilbao Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	5,36	50.939	1.879.930	10.076.424,80
14-08	Trafigura	Hoegh Grace	Qatar	12,78% Brent	5,98	55.667	2.054.414	12.280.259,69
18-08	GNA	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	12,49% Brent	5,84	52.836	1.949.950	11.391.607,90
21-08	GNA	Cádiz Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	4,88	50.508	1.864.006	9.087.029,25
25-08	Gazprom	PSKOV	Qatar	11,65% Brent	5,45	58.951	2.175.612	11.854.692,23
31-08	Engie	GDF Suez Neptune	Nigeria	Fijo	5,79	54.193	2.000.000	11.580.000,00
04-09	Petrobras	Cool Runner	Nigeria	Fijo	7,29	54.193	2.000.000	14.580.000,00
12-09	Vitol	Excalibur	USA	Fijo	7,28	54.193	2.000.000	14.554.000,00
17-09	Iberdrola	Arctic Princess	TBC	Fijo	6,27	54.193	2.000.000	12.542.000,00
21-09	Gazprom	Kita LNG	Qatar	Fijo	5,82	54.193	2.000.000	11.648.000,00
26-09	Gazprom	Energy Atlantic	TBC	Fijo	5,82	54.193	2.000.000	11.648.000,00
01-10	Trafigura	Golar Bear	TBC	Fijo	7,29	54.193	2.000.000	14.574.000,00
05-10	Trafigura	A confirmar	TBC	Fijo	7,29	54.193	2.000.000	14.574.000,00
10-10	Shell	A confirmar	TBC	Fijo	6,95	54.193	2.000.000	13.900.000,00
20-10	GNA	A confirmar	TBC	Fijo	5,95	54.193	2.000.000	11.896.000,00
					5,641	2.675.390	98.736.354	557.009.917

Importación de GNL desde el puerto regasificador de Bahía Blanca

Fecha de amarre	Empresa	Buque	Origen	Precio Referencia (*)	Precio (usd/mmmbtu) (*)	Volumen (1000 m³)	MMBTU	Total (USD)
10-01	BP	British Emerald	Nigeria	HH + 2,033	12,593*	86.189	3.180.857	40.056.532
06-03	BP	Excelsior	Qatar	Fijo	5,64	78.346	2.891.374	16.301.567
22-04	BP	Excelsior	Guinea Ecuatorial	Fijo	4,68	75.508	2.786.641	13.044.267
02-05	Statoil	Arctic Discoverer	Noruega	Fijo	4,50	86.165	3.179.942	14.309.739
07-05	Glencore	Stena Clear Sky	USA	Fijo	4,57	84.543	3.120.095	14.258.834
13-05	Trafigura	Gaslog Salem	USA	Fijo	4,37	87.678	3.235.787	14.140.389
19-05	BP	British Emerald	Trinidad y Tobago	Fijo	4,45	81.250	2.998.559	13.328.595
24-05	Koch	Cool Explorer	Australia	Fijo	4,53	87.186	3.217.647	14.575.941
02-06	BP	British Ruby	Nigeria	Fijo	4,38	85.305	3.148.223	13.786.069
09-06	Trafigura	Wilforce	Bélgica	Fijo	4,28	86.551	3.194.584	13.666.430
13-06	Gazprom	Velikiy Novgorod	Qatar	Fijo	4,29	87.745	3.238.268	13.885.693
20-06	Trafigura	Maran Gas Sparta	USA	Fijo	4,18	84.833	3.130.783	13.080.411
25-06	BP	Celestine River	Nigeria	Fijo	4,71	87.375	3.224.605	15.171.767
02-07	Shell	Maran Gas Apollonia	USA	Fijo	4,92	87.572	3.231.874	15.900.820
08-07	Vitol	Cool Explorer	Algeria	HH + 1,94	4,86	86.684	3.199.096	15.538.009
14-07	Shell	Excalibur	Trinidad y Tobago	Fijo	4,72	77.533	2.861.380	13.505.714
19-07	Gazprom	Velikiy Novgorod	Nigeria	HH + 2,072	4,99	77.013	2.842.180	14.179.636
26-07	Shell	LNG Ondo	Nigeria	Fijo	4,66	86.618	3.196.676	14.896.510
31-07	ENI	Wilforce	Algeria	Fijo	5,15	88.196	3.254.909	16.762.779
05-08	Vitol	Stena Clear Sky	UK	Fijo	4,63	81.645	3.013.150	13.950.885
11-08	Vitol	Woodside Good	Nigeria	HH + 1,94	4,61	83.371	3.076.859	14.190.474
22-08	Gazprom	Yenisei River	Nigeria	HH + 2,011	4,68	78.435	2.894.687	13.555.819
28-08	Cheniere	LNG Clean Ocean	USA	Fijo	4,85	75.379	2.781.889	13.492.162
02-09	Statoil	Arctic Aurora	Noruega	Fijo	5,86	83.999	3.100.000	18.150.500
08-09	Vitol	Grace Barleria	Algeria	Fijo	7,78	54.193	2.000.000	15.554.000
17-09	Vitol	Excelsior	TBC	Fijo	6,78	83.999	3.100.000	21.008.700
22-09	Statoil	Excalibur	TBC	Fijo	5,73	83.999	3.100.000	17.775.400
27-09	Vitol	Wilforce	TBC	Fijo	6,37	83.999	3.100.000	19.756.300
16-10	Shell	A confirmar	TBC	Fijo	5,88	83.999	3.100.000	18.228.000
					5,272	2.395.315	88.400.065	466.051.941

2017 - Importación de GNL desde el puerto regasificador de Escobar

Nr	Fecha de amarre	Empresa	Buque	Origen	Precio Referencia (*)	Precio (usd/mmmbtu) (*)	Volumen (1000 m³)	MMBTU	Total (USD)
1	10-03	SHELL (1)	Maran Gas Lindos	Guinea Ecuatorial	Fijo	6,95	59.384	2.191.594	15.231.578,30
2	13-04	Trafigura	Golar Snow	Qatar	Fijo	7,04	56.077	2.060.535	14.559.178,73
3	23-04	GNA	Catalunya Spirit	Trinidad y Tobago	Fijo	6,19	52.278	1.929.333	11.946.429,94
4	03-05	Trafigura	Golar Penguin	Qatar	Fijo	6,38	58.087	2.143.734	13.668.447,98
5	07-05	GNA	Golar Kelvin	Trinidad y Tobago	Fijo	6,04	53.955	1.991.242	12.033.075,41
6	12-05	Trafigura	Golar Ice	Qatar	Fijo	6,38	56.595	2.088.665	13.317.328,04
7	16-05	GNA	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	6,02	52.965	1.954.694	11.773.121,96
8	20-05	Trafigura	Golar Crystal	Qatar	Fijo	6,38	55.704	2.055.770	13.107.589,52
9	23-05	GNA	Catalunya Spirit	Trinidad y Tobago	Fijo	5,98	52.552	1.939.439	11.597.845,22
10	25-05	Trafigura	Golar Frost	Qatar	Fijo	6,38	58.042	2.142.076	13.657.876,58
11	30-05	Engie	GDF Suez Paris	Qatar	Fijo	6,23	55.356	2.042.942	12.725.485,72
12	03-06	Glencore	Maran Gas Mystras	Qatar	Fijo	6,36	57.508	2.122.343	13.491.734,45
13	07-06	Petrobras	Excalibur	Angola y USA	Fijo	5,52	53.087	1.959.213	10.814.855,76
14	11-06	Shell	Methane Allison Victoria	Guinea Ecuatorial	Fijo	5,42	57.977	2.139.650	11.596.903,00
15	15-06	Shell	Methane Heather Sally	Guinea Ecuatorial	Fijo	5,58	57.840	2.134.612	11.911.134,96
16	20-06	Trafigura	Golar Seal	Qatar	11,29% Brent	5,82	55.158	2.035.641	11.837.252,42
17	22-06	Shell	Maran Gas Lindos	Guinea Ecuatorial	Fijo	5,39	59.214	2.185.330	11.778.928,70
18	25-06	Shell	Bilbao Knutsen	Perú	Fijo	5,68	53.638	1.979.527	11.243.713,36
19	30-06	Shell	Gaslog Santiago	Guinea Ecuatorial	Fijo	5,58	59.247	2.186.539	12.200.887,62
20	04-07	Trafigura	Golar Bear	Qatar	11,26% Brent	5,61	58.983	2.176.799	12.214.019,19
21	07-07	Shell	Madrid Spirit	Guinea Ecuatorial	HH + 2,39	5,46	55.737	2.056.989	11.224.988,97
22	11-07	Shell	Methane Allison Victoria	Guinea Ecuatorial	HH + 2,62	5,69	59.273	2.187.478	12.440.187,39
23	14-07	Shell	Methane Lydon Volney	Guinea Ecuatorial	HH + 2,38	5,45	59.183	2.184.186	11.897.261,14
24	19-07	Glencore	Solaris	Qatar	11,534% Brent	5,75	59.048	2.179.198	12.524.177,76
25	21-07	GNA	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	5,49	52.597	1.941.112	10.660.587,10
26	26-07	Shell	Maran Gas Lindos	Guinea Ecuatorial	HH + 2,49	5,56	59.296	2.188.359	12.160.710,96
27	30-07	Shell	Bilbao Knutsen	Guinea Ecuatorial	HH + 2,67	5,74	53.954	1.991.201	11.423.520,14
28	03-08	Trafigura	Golar Glacier	Qatar	11,22% Brent	5,44	56.170	2.072.959	11.281.042,88
29	05-08	GNA	Catalunya Spirit	Trinidad y Tobago	Fijo	5,35	52.492	1.937.254	10.362.371,65
30	10-08	Shell	Methane Shirley Elisabeth	Guinea Ecuatorial	HH + 2,49	5,46	57.616	2.126.327	11.607.619,09
31	13-08	Shell	Methane Allison Victoria	Guinea Ecuatorial	HH + 2,67	5,64	59.237	2.186.179	12.327.863,38
32	19-08	Trafigura	Golar Crystal	Qatar	11,22% Brent	5,44	55.978	2.065.891	11.242.578,82
33	28-08	GNA	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	5,35	52.603	1.941.333	10.384.190,22
34	01-09	Glencore	GDF Suez Paris	Qatar	Fijo	5,40	58.217	2.148.526	11.602.040,40
35	06-09	Glencore	Maran Gas Apollonia	Qatar	Fijo	5,52	57.093	2.107.053	11.630.932,56
36	10-09	Glencore	Cádiz Knutsen	Qatar	10,85% Brent	5,31	57.882	2.136.153	11.336.563,97
37	14-09	Trafigura	Energy Atlantic	Qatar	Fijo	5,70	57.875	2.135.889	12.174.567,30
38	18-09	Trafigura	Maran Gas Alexandria	Qatar	Fijo	5,64	57.857	2.135.240	12.042.753,60
39	25-09	Trafigura	Solaris	Qatar	Fijo	5,67	58.007	2.140.763	12.138.126,21
40	30-09	Glencore	PSKOV	Qatar	Fijo	5,80	58.347	2.153.330	12.489.314,00
41	17-10	Vitol	Ibérica Knutsen	Trinidad y Tobago	Fijo	7,13	53.257	1.965.487	14.013.922,31
					5,82	2.315.368	85.449.585	497.672.707	

(i) Buques reprogramados de 2016.

Importación de GNL desde el puerto regasificador de Bahía Blanca

Nr	Fecha de amarre	Empresa	Buque	Origen	Precio Referencia (*)	Precio (usd/mmmbtu) (*)	Volumen (1000 m³)	MMBTU	Total (USD)	
1	03-04	Shell (1)	LNG Enugu	Nigeria	Fijo	5,88	86.154	3.179.541	18.695.701,08	
2	21-04	Cheniere	Maran Gas Alexandria	USA	Fijo	6,35	91.607	3.380.798	21.468.067,30	
3	28-04	Trafigura	Celestine River	Qatar	Fijo	5,89	83.876	3.095.472	18.232.330,08	
4	08-05	Cheniere	Cool Voyager	USA	Fijo	5,79	87.903	3.244.080	18.783.223,20	
5	14-05	Glencore	Oak Spirit	USA	Fijo	6,03	87.792	3.239.995	19.543.649,84	
6	21-05	Glencore	Yari LNG	Qatar	Fijo	5,89	82.458	3.043.160	17.924.212,40	
7	25-05	BP	British Ruby	Qatar	Fijo	5,75	87.571	3.231.827	18.566.846,12	
8	31-05	BP (1)	Castillo de Villalba	Trinidad y Tobago	Fijo	5,79	77.416	2.857.065	16.539.549,29	
9	07-06	Trafigura (1)	Adam LNG	Qatar	Fijo	6,50	87.776	3.239.412	21.039.980,94	
10	14-06	Cheniere	Maran Gas Alexandria	USA	HH + 2,450	5,69	87.274	3.220.892	18.313.991,91	
11	20-06	Shell	LNG River Orashi	Nigeria	Fijo	5,24	84.358	3.113.264	16.313.503,36	
12	25-06	Shell	Gaslog Shangai	USA	Fijo	5,24	83.010	3.063.527	16.052.881,48	
13	01-07	Shell	Methane Shirley Elisabeth	Guinea Ecuatorial	HH + 2,180	5,25	83.231	3.071.665	16.117.026,26	
14	07-07	Shell	LNG Oyo	Nigeria	HH + 2,290	5,36	85.374	3.150.769	16.878.669,53	
15	11-07	BP	British Sapphire	Algeria	Fijo	5,26	87.729	3.237.688	17.014.050,44	
16	18-07	Trafigura	Golar Snow	Qatar	HH + 2,492	5,56	84.205	3.107.634	17.275.337,41	
17	21-07	Gunvor (1)	LNG River Orashi	Nigeria	Fijo	6,20	86.528	3.193.345	19.792.352,31	
18	26-07	Shell	Methane Heather Sally	Trinidad y Tobago	HH + 2,150	5,22	81.760	3.017.375	15.741.645,38	
19	01-08	Shell	LNG Benue	Nigeria	HH + 2,240	5,21	86.408	3.188.907	16.611.016,56	
20	07-08	Trafigura	Kita LNG	Qatar	Fijo	5,29	84.522	3.119.331	16.501.260,99	
21	13-08	Trafigura	Golar Penguin	Qatar	HH + 2,490	5,46	83.965	3.098.757	16.916.114,46	
22	18-08	BP	British Ruby	Qatar	Fijo	5,05	86.711	3.200.100	16.144.504,50	
23	26-08	Glencore	Yenisei River	Qatar	Fijo	5,05	84.251	3.109.329	15.702.111,45	
24	05-09	Shell	Cool Runner	Trinidad y Tobago	Fijo	5,59	49.458	1.825.261	10.203.208,99	
25	15-09	Trafigura	Hoegh Giant	Qatar	Fijo	5,32	76.270	2.814.761	14.974.528,52	
26	23-09	Shell	LNG Benue	Nigeria	Fijo	6,18	86.033	3.175.073	19.621.951,14	
27	10-10	BP	British Diamond	Trinidad y Tobago	Fijo	6,28	84.199	3.107.381	19.505.030,54	
							5,65	2.257.837	83.326.409	470.472.745

(i) Buques reprogramados de 2016.

-34-

2018 - Importación de GNL desde los puertos regasificadores de Escobar y Bahía Blanca

IMPORTACIÓN GNL ESCOBAR 2018										
Nr	Fecha de amarre	Empresa	Buque	Origen	Precio Referencia (*)	Precio (usd/mmmbtu) (*)	Volumen (1000 m³)	MMBTU	Total (USD)	
1	14-04	Trafigura	TBN	TBC	Fijo	7,135	54.193	2.000.000	14.270.000,00	
2	02-05	Trafigura	TBN	TBC	Fijo	7,097	54.193	2.000.000	14.194.000,00	
3	11-05	Shell	TBN	TBC	Fijo	7,380	54.193	2.000.000	14.760.000,00	
4	19-05	GNA	TBN	TBC	Fijo	6,793	54.193	2.000.000	13.586.000,00	
5	02-06	Shell	TBN	TBC	Fijo	6,930	54.193	2.000.000	13.860.000,00	
							7,067	270.963	10.000.000	70.670.000

(*) Los precios de cargamentos todavía no descargados corresponden a aquellos ya fijos en su contratación o vinculados a fórmulas cuyos componentes ya están definidos.

Los valores de crudo Brent considerados en la fórmula de precio son los correspondientes al promedio diario de cotizaciones de petróleo crudo Brent del trimestre anterior al de la descarga de ese buque.

Los valores de Gas Natural relacionados con Henry Hub (HH) considerados en la fórmula de precio son los correspondientes al último día de cotización del precio de futuros HH en el NYMEX (New York Mercantile Exchange) del mes de la descarga.

Datos al cierre del 05/05/2018

IMPORTACIÓN GNL BAHIA BLANCA 2018										
Nr	Fecha de amarre	Empresa	Buque	Origen	Precio Referencia (*)	Precio (usd/mmmbtu) (*)	Volumen (1000 m³)	MMBTU	Total (USD)	
1	04-04	Cheniere	TBN	TBC	HH + 5,07	7,796	83.999	3.100.000	24.167.600,00	
2	01-05	Cheniere	TBN	TBC	HH + 4,43	7,167	83.999	3.100.000	22.217.700,00	
3	26-05	Cheniere	TBN	TBC	HH + 4,01	6,747	83.999	3.100.000	20.915.700,00	
							7,237	251.996	9.300.000	67.301.000

(*) Los precios de cargamentos todavía no descargados corresponden a aquellos ya fijos en su contratación o vinculados a fórmulas cuyos componentes ya están definidos.

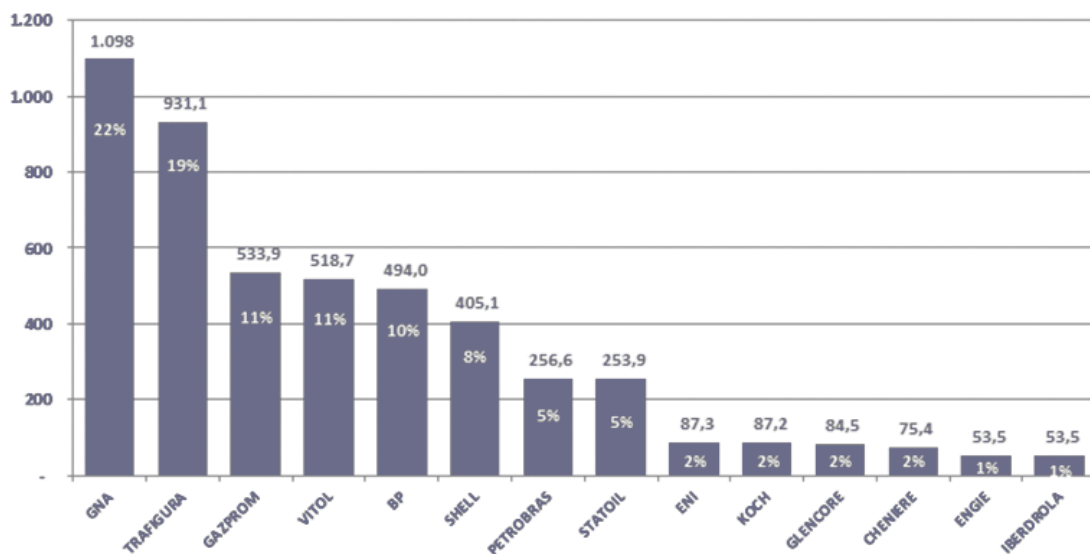
Los valores de Gas Natural relacionados con Henry Hub (HH) considerados en la fórmula de precio son los correspondientes al último día de cotización del precio de futuros HH en el NYMEX (New York Mercantile Exchange) del mes de la descarga.

Datos al cierre del 05/03/2018

Anexo II

Participación por empresa en la importación de GNL en 2016

Volumen importado de GNL por Proveedor (MMm³). Año 2016



Fuente: Ministerio de Energía y Minería de la Nación, 2017

Fuentes consultadas

Periodísticas

- América Economía, 04/05/2018. [Bolivia exportará Gas Natural Licuado a mercados de ultramar por puerto peruano.](#)
- Ambito.com (S. Peco), 31/10/2018. [Gas: ya negocian el ingreso de otros buques de GNL importado](#)
- Ambito.com, 22/11/2018. [YPF comenzará a exportar gas licuado a Asia y Europa en 2019](#)
- BAE, 14/05/2018. [Grupo español invierte us\\$50 millones para reactivar gasoducto entre Chile y Argentina.](#)
- EconoJournal (N. Gandini), 11/02/2017. [Instalarán una terminal en Bahía Blanca para exportar el gas que se produzca en Vaca Muerta.](#)
- EconoJournal (N. Gandini), 10/07/2018. [Vaca Muerta, de la expectativa a la realidad](#)
- EconoJournal (N. Gandini), 20/08/2018. [Estudian construir un gasoducto entre Neuquén y Rosario por US\\$ 1200 millones](#)
- EconoJournal (N. Gandini), 06/11/2018. [La jugada que confirma la apuesta a largo plazo de ExxonMobil en Vaca Muerta](#)
- EconoJournal, 22/11/2018. [Diez puntos clave del proyecto de YPF para comenzar a exportar Gas Natural Licuado](#)
- El Extremo Sur (M. García), 14/12/2018. [Vaca Muerta produce más, pero corre riesgo de estancarse por falta de inversión en producción e infraestructura social](#)
- El Comercio (J. Saldarriaga), 13/11/2017. ["Ya estamos cargando los camiones para masificación del gas"](#)
- El Cronista (G. Pereira), 30/11/2018. [G20: cuáles son las inversiones prometidas a la Argentina hasta ahora](#)
- El Observador, 06/04/2018. [Gobierno propondrá nuevas condiciones a privados para reflotar regasificadora](#)
- Gestión, 06/01/2019. [Perú y Bolivia se reunirán para dar forma a exportación de gas natural al sur peruano.](#)
- Infobae, 29/09/2018. [Rusia, fortalecida por su control del gas en el mercado europeo](#)
- InfoSur, s/d. [Solanas denunció penalmente a Aranguren.](#)
- La Mañana Neuquén, 13/10/2018. [En marcha: un ducto troncal y exportación](#)
- La Mañana Neuquén (C. Navazo), 08/12/2018. [Informe: las estrategias para el gas](#)
- La Nación (María Julieta Rumi), 17/10/2018. [Shell analiza participar de la licitación para explotar petróleo y gas offshore en el Mar Argentino](#)
- La Nación (S. Diamante), 30/10/2018. [Cambio de destino: la firma que traía gas al país planea invertir para exportarlo](#)
- La Nueva, 06/05/2016. [El gobierno compró a Chile gas natural licuado un 53% más caro que el que llega al puerto de White](#)
- Página/12, 09/11/2017. [Denuncia penal contra Aranguren](#)
- Página/12; 31/10/2018. [Gas a Chile](#)
- Petronoticias, 28/12/2018. [Shell e boliviana YPFB assinam memorando de entendimiento para levar gás ao Brasil](#)
- Río Negro (F. Aringoli), 22/03/2018. [Bolivia asegura que tiene una Vaca Muerta más grande que la neuquina](#)
- Río Negro (V. Terzaghi), 03/05/2018. [Amplían el gasoducto que une Vaca Muerta y Chile](#)
- Río Negro (V. Terzaghi), 24/05/2018. [Crece la infraestructura para Vaca Muerta](#)
- Río Negro, 27/09/2018. [El gasoducto a Rosario demandará cuatro años](#)

Río Negro (V. Terzaghi), 18/10/2018. [Usarán pozos viejos para almacenar el gas de Vaca Muerta](#)

Río Negro (V. Terzaghi), 01/11/2018. [Vaca Muerta frente a otro cuello de botella](#)

Río Negro (V. Terzaghi), 08/11/2018. [Por falta de infraestructura el gas llega a Chile con extras](#)

Río Negro (M. Del Pozzi), 10/11/2018. [Hay más de dos derrames por día en la Cuenca Neuquina](#)

Río Negro (V. Terzaghi), 15/11/2018. [El gas de Vaca Muerta llega por primera vez a Brasil](#)

Río Negro (V. Terzaghi), 21/11/2018. [YPF comenzará a exportar GNL en el segundo trimestre de 2019](#)

Río Negro, 01/12/2018. [Autorizan a dos empresas vender más gas de Neuquén a Chile](#)

Río Negro, 13/12/2018. [Las exportaciones apuntalan Vaca Muerta](#)

Télam, 06/11/2018. [Buscarán alianzas con empresas de los EE. UU. para incrementar la inversión en Vaca Muerta](#)

Télam, 08/11/2018. [El Gobierno expuso el potencial energético ante embajadores y funcionarios extranjeros](#)

Producciones de OPSur/EJES

EJES (F. López Crespo, G. García Zanotti y M. Kofman), diciembre de 2016. [Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina](#)

EJES (M. Álvarez Mullally, L. Arelovich, D. di Risio y F. Cabrera), marzo de 2017. [Megaproyecto Vaca Muerta. Informe de externalidades](#)

EJES (G. García Zanotti, M. Kofman y F. López Crespo), diciembre de 2017. [Ganadores y perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales](#)

EJES (H. Scandizzo y M. Álvarez Mullally), septiembre de 2018. [Compañías europeas a la conquista de Vaca Muerta](#)

EJES (M. Kofman y F. López Crespo), diciembre de 2018. [La exportación y el desplazo de YPF OPSur](#)

(H. Scandizzo), 17/11/2016. [Un iceberg llamado Vaca Muerta](#)

(H. Scandizzo), 05/04/2018. [Shell en Sudamérica, la expansión extrema](#)

-37-

Sectoriales

Bloomberg (J. Gilbert), 15/06/2018. [Rick Perry Wants to Help Argentina Be More Like Texas](#)

IEASA, 06/09/2016. [Se completó la importación de GNL hasta el 20 de octubre](#)

IEASA, 18/08/2017. [Detalle de los cargamentos de GNL comprados para el 2017](#)

IEASA, 22/03/2018. [Detalle de los cargamentos de GNL comprados para el 2018](#)

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, julio de 2015. [De Vaca Muerta al hogar de los argentinos](#)

Journal of Petroleum Technology, 22/05/2018. [Argentina's shale play is beginning to live up to expectations.](#)

Mundo Marítimo, 05/05/2018. [Bolivia planea construcción de una planta de licuefacción de gas en Ilo, Perú](#)

Pampa Energía S. A., 2018. [Memoria y Estados Financieros 2017](#)

Petrotecnia, abril de 2017. [El futuro de la distribución y el transporte de gas, por sus protagonistas](#)

Reporte Energía (Fernando Aguirre), 26/04/2017. [Brasil prevé comprar menos gas y ser autosuficiente en 2021](#)

Revista Petroquímica, 13/05/2018. [YPF estudia un "gran proyecto petroquímico" y exportar GNL a partir del gas de Vaca Muerta.](#)

Revista Petroquímica, 19/06/2018. [G20: declaración de los Ministros de Energía](#)

Shell Global, 24/04/2018. [Shell to sell its downstream business in Argentina to Raizen.](#)

Shell Global, s/d. [LNG supply projects and regasification plants](#)

Shell Global, s/d. [Trinidad and Tobago](#)

Tecpetrol S. A., 2018. [Estados Financieros Intermedios Condensados. Al 30 de septiembre de 2018 y por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2018](#)

Transportadora de Gas del Norte S. A., s/d. [Quiénes somos. Accionistas controlantes](#)

Transportadora de Gas del Sur S. A., 07/11/2018. [TGS Anuncia Resultados del Período de Nueve Meses y Tercer Trimestre finalizados el 30 de Septiembre de 2018](#)

Transportadora de Gas del Sur S. A., s/d. [Accionistas.](#)

Vaca Muerta News, 01/09/2017. [Empresas invertirán en concesión no convencional por el bloque Los Toldos Sur 1.](#)

Sitios Oficiales

Argentina.gob.ar, 29/11/2018. [Tren Norpatagónico: el Gobierno Nacional reactivará el ferrocarril de cargas para impulsar el desarrollo de la Patagonia](#)

Ministerio de Energía y Minería de la Nación (Juan J. Aranguren), 14/06/2016. [Importación de gas de Chile: nada para ocultar](#)

Ministerio de Energía y Minería de la Nación, 13/09/2016. [Comunicado por la venta de acciones del ministro en la empresa Shell](#)

Ministerio de Energía y Minería de la Nación, 13/01/2017. [Resumen de la Importación de Gas 2016.](#)

Neuquén Informa, 27/03/2018. ["Vaca Muerta se proyecta como un polo de desarrollo regional para Latinoamérica"](#)

Neuquén Informa, 02/04/2018. [Vaca Muerta: Provincia y TGS acuerdan la construcción de un gasoducto](#)

Neuquén Informa, 04/10/2018. [Gutiérrez presidió la apertura de la Exposición Argentina Oil & Gas Patagonia](#)

Secretaría de Gobierno de Energía, 2018. [Plan Energético Argentino – Lineamientos](#)

Secretaría de Energía, septiembre de 2018. [Producción Hidrocarburos Concesiones de Explotación.](#)

Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública de la Nación, febrero de 2016. [Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta. Plan Estratégico Territorial. Avance III](#)

Organismos supranacionales

Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de Naciones Unidas, 01/11/2018. [Observaciones finales sobre el cuarto informe periódico de la Argentina. E/C.12/ARG/CO/4](#)

Artículos académicos

Álvaro, B. y Riffó, L. (2018). Extracción de hidrocarburos no convencionales y sociedad: abordajes socio-territoriales del extractivismo. Trabajo expuesto en el marco de la Comisión Interdisciplinaria para la discusión sobre Hidrofractura del Consejo Superior de la Universidad Nacional del Comahue.

De Dicco, Ricardo A. (2006). [Estudio sobre el agotamiento de las reservas hidrocarburíferas de Argentina, período 1980-2005](#). Documento de Trabajo 68, Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO), Universidad del Salvador.



www.ejes.org.ar

EJES Enlace por la
Justicia Energética
y Socioambiental

 **observatorio
petrolero sur**
soberanía • energía
justicia ambiental

 **OILWATCH**