



Puente Las Damas, Gasoducto GasAndes — foto cortesía y propiedad de GasAndes

# El shale gas de Argentina: recursos y competitividad en la generación de electricidad en Chile

Cristián Marcelo Muñoz y Osvaldo Ledezma

Marzo 2019

---



[www.brevesdeenergia.com](http://www.brevesdeenergia.com)



## RESUMEN

---

En este trabajo se revisa el potencial de exportación de gas natural no convencional de Argentina y se analiza su probable impacto en el sector generación en Chile, en particular, su competitividad con el carbón y el gas natural licuado (GNL).

Se examinan los recursos de gas natural no convencional existentes en Argentina, y que pueden ser extraídos mediante la tecnología de fractura horizontal. También se analiza la capacidad de exportación de gas natural desde Argentina hacia Chile.

Para proyecciones esperadas de precios de carbón, GNL y de gas natural, se compara la competitividad de corto plazo entre las centrales termoeléctricas ya existentes en el Sistema Eléctrico Nacional. Para ello, se revisan los costos evitables de operación de las centrales a carbón y de las turbinas en ciclo abierto o combinado usando GNL o gas natural de Argentina. Los cargos ambientales se modelaron según se estipula en la ley N°20.899 de 2016, de modo que toma en cuenta la ubicación geográfica de las centrales.

El estudio reporta y compara las curvas de oferta de las centrales termoeléctricas usando carbón, GNL o gas natural. También se muestra el impacto de incluir los cargos ambientales en el cálculo del costo variable de operación de estas unidades.

Los resultados muestran que con los actuales precios de combustibles, el gas natural de Argentina es capaz de reemplazar al GNL y compite con una parte del parque de centrales a carbón más eficiente del sistema. Al incluir los cargos ambientales, los ciclos combinados a gas natural se vuelven aún más competitivos y desplazan una mayor capacidad disponible de las centrales a carbón. Sin embargo, si el precio del carbón, el gas argentino no es capaz de reemplazar la generación a carbón y se requiere un aumento en los cargos ambientales.

Finalmente, el artículo concluye que el gas natural de Argentina es una opción eficiente de suministro en el corto plazo, con al menos disponibilidad de intercambios estacionales, sin embargo, altamente sujetos a la estabilidad política de ese país. Por su parte, la cercanía de los costos de operación entre las centrales termoeléctricas, sugiere la relevancia de incorporar los cargos ambientales en la planificación de la operación que realiza el Operador del Sistema —en Chile es el Coordinador Eléctrico Nacional—. La incorporación de estos cargos permitirá una comparación ambientalmente eficiente entre las tecnologías, y que el gas barato de Argentina reemplace al carbón en la generación de electricidad.

## TABLA DE CONTENIDOS

---

1.	Introducción	6
2.	La perforación horizontal y la fractura hidráulica	7
3.	La arista ambiental del gas natural	8
4.	Los recursos de gas natural en Argentina	9
5.	Disponibilidad estacional del gas natural de Argentina	12
6.	Subsidios a la producción	14
7.	Estimaciones de la oferta de gas natural en el largo plazo	16
8.	Competitividad entre carbón, GNL y gas natural de Argentina	18
9.	Conclusiones	23
10.	Referencias	25

## FIGURAS Y TABLAS

---

<b>Figura 1.</b>	Recursos globales de shale gas técnicamente explotables	10
<b>Figura 2.</b>	Distribución de los recursos de shale gas técnicamente recuperables en Argentina	10
<b>Figura 3.</b>	Cuenca de Neuquén y la zona de Vaca Muerta	10
<b>Figura 4.</b>	Compañías con concesiones en Vaca Muerta	11
<b>Figura 5.</b>	Estadística del promedio diario de gas natural entregado en Argentina	12
<b>Figura 6.</b>	Proyección esperada de pozos no convencionales y producción en Vaca Muerta	17
<b>Figura 7.</b>	Curva de oferta de los primeros 3.500 MW en centrales termoeléctricas a carbón y GNL (sin cargos ambientales)	20
<b>Figura 8.</b>	Curva de oferta de los primeros 3.500 MW en centrales termoeléctricas a carbón y gas natural	21
<b>Tabla 1.</b>	Primeros 3.500 MW más económicos despachables según orden de mérito y por tipo de tecnología	22

## ACERCA DE LOS AUTORES

---



**Cristián Marcelo Muñoz** es Fundador de BdE y Breves de Energía, Profesor Asociado Adjunto en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la P. Universidad Católica de Chi-

le, Profesor del Diplomado de Regulación en la Universidad de Chile y Perito Experto en Energía. También es Columnista estable en temas de energía en la Tercera-El Pulso y el Mostrador.

Sus investigaciones se enfocan en la Economía de la Energía y el Medio Ambiente en donde es autor de más de 20 artículos académicos publicados en revistas nacionales.

Ha sido Profesor Visitante en el Program on Energy and Sustainable Development (PESD) en Stanford University y Lecturer en esa misma universidad.

Posee más de veinte años de experiencia en el sector de electricidad. Durante los noventa, en representación de AES Gener, integró los Directorios del CDEC-SIC y CDEC-SING —hoy Coordinador Eléctrico Nacional—. Fue Gerente de Regulación y Cambio Climático en AES Gener hasta el primer trimestre de 2018.

Es ingeniero civil electricista y MBA de la P. Universidad Católica de Chile.

*Email de contacto [cmmunozm@brevesdeenergia.com](mailto:cmmunozm@brevesdeenergia.com).*



**Osvaldo Ledezma Ayarza** es consultor asociado de BdE y ejecutivo gerencial del área energía. Es Ingeniero Industrial Eléctrico de la Pontificia Universidad

Católica de Chile, con Estudios en Administración de Empresas (ESAE) en la misma universidad.

Con 24 años de experiencia en la industria de la electricidad y gas, en Argentina y en Chile, ha trabajado en AES Gener, una filial de AES Corp, multinacional con sede en USA, desempeñando altos cargos ejecutivos — Gerencia General de Alto Maipo, Gerencia General de Termoandes, Gerencia Medio Ambiente, Gerencia de Operaciones, Gerencia Comercial, Gerencia de Desarrollo —. También ha sido miembro del Directorio de GasAndes y Eléctrica Guacolda.

*Email de contacto [osvaldo.ledezma@brevesdeenergia.com](mailto:osvaldo.ledezma@brevesdeenergia.com).*

## 1. INTRODUCCIÓN

---

La Agencia Internacional de Energía (IEA 2017) califica al gas natural como el combustible fósil que menos daño causa en el medio ambiente y el clima, convirtiéndolo en el complemento ideal de las energías renovables variables, principalmente generadores eólicos y solares fotovoltaicos<sup>1</sup>.

La maduración de algunas tecnologías revolucionarias ha permitido extraer petróleo y gas no convencional—los llamados *tight oil y shale gas*— desde lugares que antes eran inaccesibles. El cambio es tan radical, que los Estados Unidos muestran los costos más bajos de energía a nivel mundial, acelerando su independencia de los países de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo). De hecho, el progresivo reemplazo del carbón por el gas natural, para generar electricidad en ese país, responde a incentivos económicos<sup>2</sup>. La lógica es muy simple: el carbón no puede competir con los actuales precios del *shale gas*.

Esta mayor bonanza del gas natural, no necesariamente producirá el mismo impacto en países como Chile, que no disponen de recursos. Al incluir el costo del transporte, el GNL, en el mejor de los casos, dobla el costo por unidad de BTU, del gas natural y del carbón<sup>3</sup>. Es por eso, que

ahora los Estados Unidos están exportando su tecnología a varios lugares del mundo<sup>4</sup>, entre ellos Argentina, que después de China, posee los segundos recursos de hidrocarburos no convencionales más grandes del mundo.

Argentina suministró permanentemente gas natural a Chile hasta 2004, a través de una red de gasoductos que conecta a ambos países y que en este momento está con muy poco uso. Este escenario podría cambiar favorablemente, en la medida que Argentina desarrolle exitosamente su *shale gas* en la zona de Neuquén. En 2017, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) de Argentina, anunció que invertiría más de US\$30.000 millones en los próximos 5 años, con el propósito de explotar el gas y petróleo no convencional en los campos de Vaca Muerta<sup>5</sup>, y recientemente el gobierno argentino aprobó los primeros envíos de gas natural a Chile.

El impacto que tendrá en Chile el gas natural de Argentina, dependerá de la magnitud de sus recursos, su disponibilidad, su precio y más que nada, la estabilidad política de ese país. En este trabajo exploramos estas aristas y mostramos su competitividad con el GNL y carbón en la generación de electricidad.

<sup>1</sup> También se les suele llamar centrales no despachables debido a que su generación no es controlable.

<sup>2</sup> King y Muñoz (2014).

<sup>3</sup> El GNL llega a Chile a través de los terminales de Quintero y Mejillones.

<sup>4</sup> Brennan (2013), Macalister y Harvey (2013), The Economics (2014), The Economist (2013) y The Economist (2011).

<sup>5</sup> Mander (2018).

## 2. LA PERFORACIÓN HORIZONTAL Y LA FRACTURA HIDRÁULICA

---

Dependiendo de la manera en que el gas natural o el petróleo sean extraídos, estos se clasifican en combustibles convencionales o no convencionales. El recurso es convencional cuando basta con una perforación vertical para que el gas o petróleo puedan salir a la superficie. Sin embargo, la Agencia Internacional de Energía define como recurso no convencional al gas o petróleo, que al encontrarse en rocas de baja permeabilidad, no puede ser recuperado a través de una perforación y bombeo tradicional, es decir, para extraerlos primero deben ser calentados o diluidos. La técnica más usada para extraer es la perforación horizontal y la fractura hidráulica, proceso conocido como fractura horizontal o *fracking* en inglés.

Se suele decir, que la perforación horizontal y la fractura hidráulica son las innovaciones tecnológicas más importantes en la industria de los combustibles fósiles durante los últimos cincuenta años. De hecho, las primeras aplicaciones datan de la década del cincuenta en Texas. Sin embargo, su desarrollo a gran escala comenzó recién en los noventa en la cuenca Barnett Shale de Texas, impulsada por George Mitchell y su equipo. La innovación consistió en reemplazar parte

del agua por algunos aditivos que aceleraron el proceso de las microfracturas de las rocas, bajando sustancialmente los costos del proceso.

El fluido que se inyecta contiene 95% de agua, 4,5% de arena, y el restante 0,5% se compone de ácidos y diluyentes.

Este fluido al ser inyectado con alta presión, crea microfracturas en la roca. La arena presente en el fluido mantiene abiertas las fisuras, por donde sale el gas al exterior.

El fluido se bombea fuera del pozo y entre el 15 y 50% es recuperado y reciclado.

Todo el proceso de perforación y fractura, es rápido y toma de tres a cinco meses.

La ventaja de esta tecnología es que permite tener una producción flexible, permitiendo que ante una caída o aumento de los precios, la producción puede ajustarse rápidamente. Esto es de particular importancia en Argentina, pues, le da a los productores de ese país mejores condiciones de negociación con el Gobierno.

### 3. LA ARISTA AMBIENTAL DEL GAS NATURAL

---

El gas natural es responsable del 10% de la emisión global de óxidos de nitrógeno (agrupados como NOx), pero en relación a otros combustibles fósiles, emite muy poco material particulado (MP) y óxidos de azufre (SOx). Además, por unidad de energía, emite casi la mitad de CO<sub>2</sub> que el carbón y algo menos que el petróleo.

Sin embargo, el *fracking* no ha estado exento de polémica. Alrededor de un 80% del gas natural es metano (CH<sub>4</sub>), segundo gas en importancia en el incremento antropogénico del efecto invernadero. El problema radica en que durante la extracción, procesamiento y transporte del gas natural a sus lugares de uso, se libera metano a la atmósfera. Esta ha sido la principal crítica de los grupos ambientalistas, que se oponen a la explotación del *shale gas* en el mundo. Otras críticas levantadas por los grupos ambientalistas se refieren a los temblores locales y a la contaminación de las napas subterráneas de agua.

En lo que se refiere a las emisiones fugitivas, Farquharson et al. (2016) ya había alertado que con tasas de fuga de metano del orden del 4%, en un horizonte de 20 años, las centrales a gas provocarían un impacto en el clima similar al causado por las centrales a carbón. Por su parte, Gould (2017) entrega mejores noticias, pues señala que la filtración de metano es en promedio sólo el 1,7%

del gas producido. De hecho, si se incluye este impacto, desde el punto de vista de la problemática climática, quemar gas seguiría siendo más beneficioso que usar carbón. Adicionalmente, este mismo estudio señala que es posible evitar alrededor del 75% de las fugas de metano, y la mitad podría mitigarse sin un mayor costo.

Sin embargo, recientemente, el estudio de Alvarez et al. (2018) reportó en 2,3% la tasa de fugas de metano en la cadena de suministro de petróleo y gas en los Estados Unidos, un 60% superior al valor previamente estimado. Esta tasa de fugas de metano implicaría que en un horizonte de veinte años la magnitud de estas emisiones por unidad de gas consumido, causarían un daño en el clima comparable al CO<sub>2</sub> emitido durante la combustión del gas natural.

Pese a las críticas ambientales, sólo Francia y Bulgaria prohibieron el uso de esta tecnología<sup>6</sup>. Por el contrario, los productores en Australia, China, Rusia e incluso Inglaterra, ya han comprado la tecnología de *fracking* y la están usando en sus países<sup>7</sup>. Incluso, la misma Agencia Internacional de Energía, IEA (2017) promueve su uso como reemplazo ambientalmente eficiente al carbón y al petróleo.

<sup>6</sup> Saint Jacob (2011).

<sup>7</sup> Brennan (2013) y The Economist (2011).



## 4. LOS RECURSOS DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

---

El total de los recursos inicialmente existentes en nuestro planeta incluye: la producción acumulada —cantidad ya producida— los recursos recuperables y una cantidad desconocida de otros recursos. Por su parte, los recursos recuperables, se componen de reservas y otros recursos recuperables. Según la Agencia Internacional de Energía, las reservas son sólo un indicador de lo que las compañías han decidido poner en la línea de producción y se definen generalmente como volúmenes descubiertos, que pueden ser explotados con las tecnologías existentes y a los actuales precios, con una cierta probabilidad de éxito<sup>8</sup>. Por su parte, las reservas probadas, son aquellas que pueden ser extraídas con una muy alta probabilidad de éxito, normalmente sobre el 90%.

De acuerdo a la Agencia de Energía de los Estados Unidos, US EIA (2015 a y b), Argentina posee recursos recuperables de gas no convencional por 3.244 trillones de pies cúbicos (tcf) y alrededor de 801,5 tcf en recursos técnicamente recuperables con las actuales tecnologías, es decir, poco más del 11% de los recursos mundiales se encuen-

tran en ese país y después de China, es el segundo país con mayores recursos no convencionales del mundo. La figura 1 muestra los recursos mundiales por país.

En perspectiva, los recursos de *shale gas* de Argentina equivalen a 70 veces sus reservas convencionales probadas de gas natural y son capaces de abastecer por 470 años el consumo de ese país, y por 416 años el consumo conjunto de gas de Argentina y Chile, referido a los niveles de producción de 2017.

El *shale gas* se encuentra distribuido en Neuquén, San Jorge, la zona Austral y Paraná. Según muestra la figura 2, la cuenca de Neuquén, que abarca las zonas de Vaca Muerta y los Molles, sobresale con el 73% de los recursos. La mayor actividad se ha concentrado en Vaca Muerta, en donde los pozos desde los cuales se extrae gas y petróleo no convencional, han pasado de unos pocos pozos en unos años, a casi 200 en 2015<sup>9</sup>.

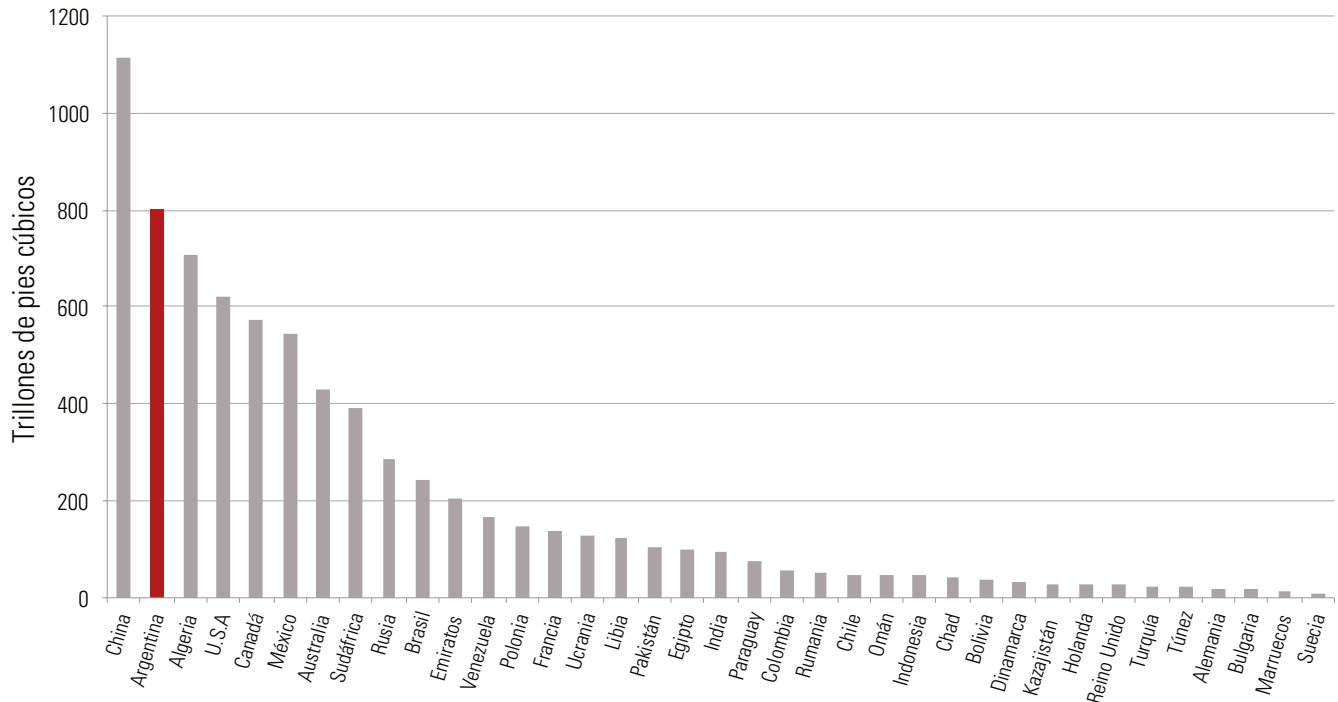
En la figura 3 se aprecia que Vaca Muerta está en la misma zona de extracción de gas natural desde donde solía enviarse el gas natural a Chile, de modo que hay una gran infraestructura de superficie consistente en gasoductos ya desarrollada.

<sup>8</sup> Urban y Muñoz (2014).

<sup>9</sup> Cefeidas (2015).

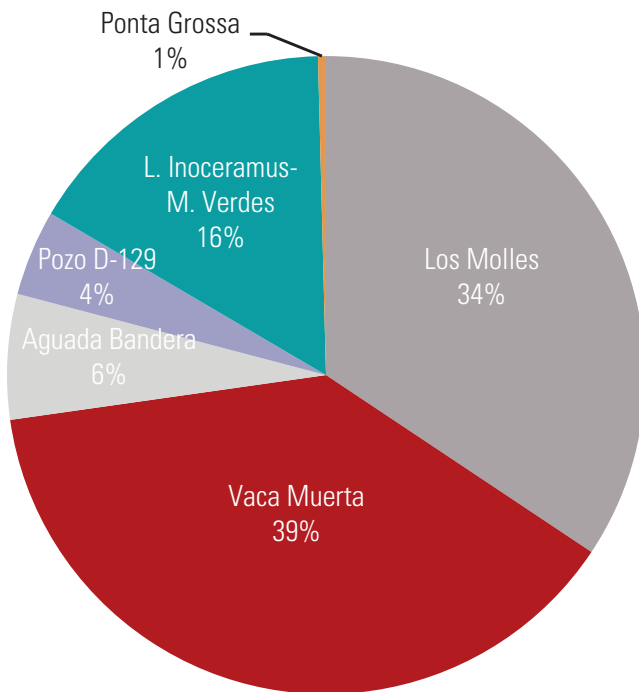
### Figura 1. Recursos globales de shale gas técnicamente explotables

Fuente: U.S. Energy Information Administration 2015, World Shale Resource Assessments



### Figura 2. Distribución de los recursos de shale gas técnicamente recuperables en Argentina

Fuente: U.S. Energy Information Administration 2015, World Shale Resource Assessments



### Figura 3. Cuenca de Neuquén y la zona de Vaca Muerta

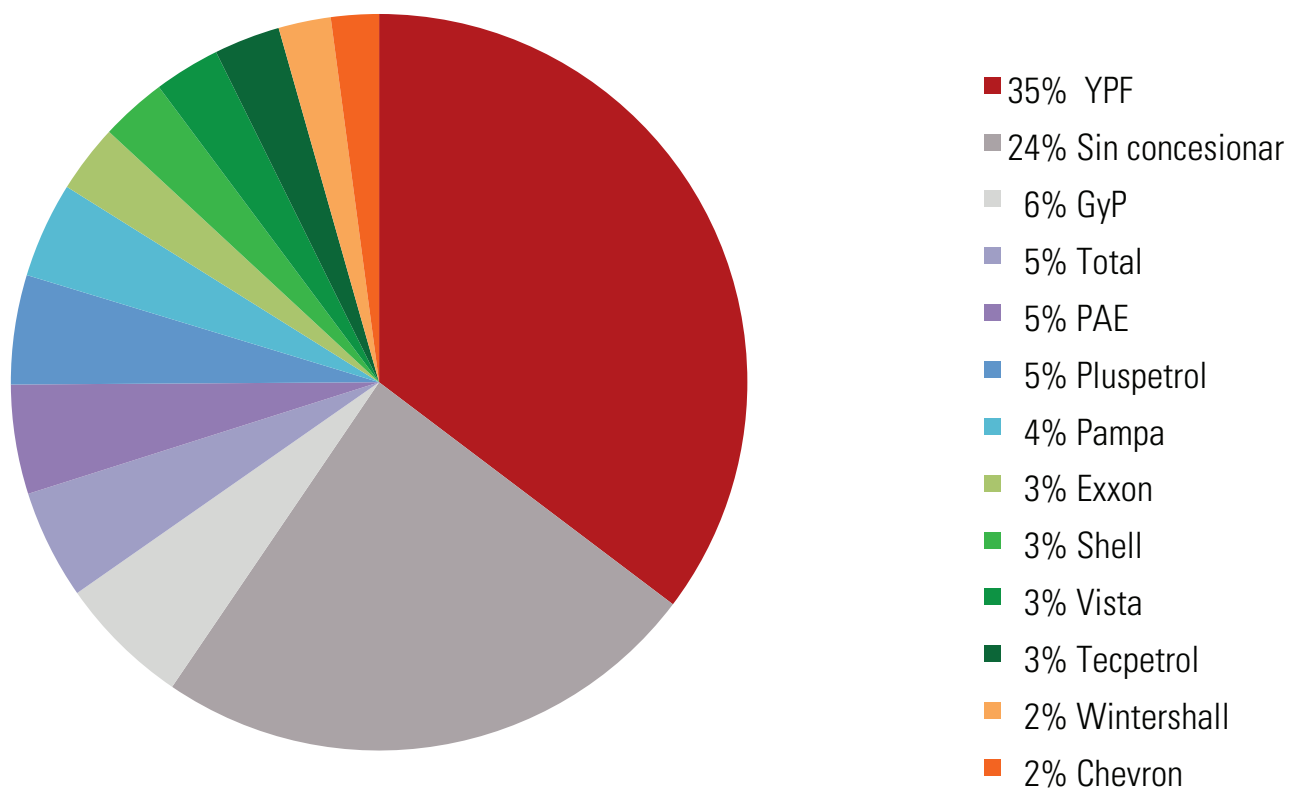


El principal productor argentino es YPF, en donde el Estado mantiene un 51% de la propiedad. Esta empresa concentra el 35% del total de las concesiones en Vaca Muerta y posee cerca de tres cuartos de los actuales

permisos de exploración en la provincia de Neuquén. La figura 4 muestra las empresas con concesiones en Vaca Muerta.

**Figura 4. Compañías con concesiones en Vaca Muerta**

Fuente: Redacción Río Negro, 30 junio 2018, con datos del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén



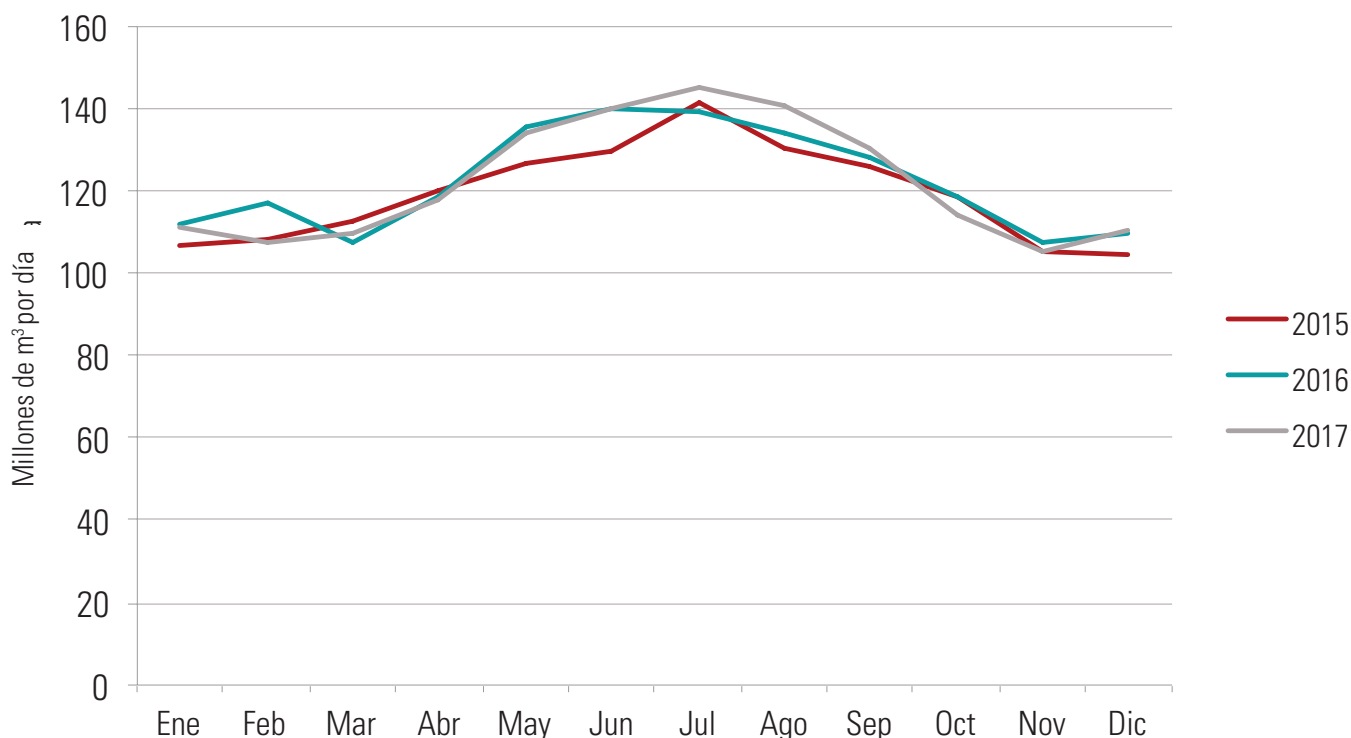
## 5. DISPONIBILIDAD ESTACIONAL DEL GAS NATURAL DE ARGENTINA

En Argentina, la demanda por gas natural presenta una gran estacionalidad, siendo mayor en invierno que en verano, debido a su uso masivo para propósitos de calefacción y agua caliente. La figura 5 permite apreciar que el consumo promedio diario de gas natural entregado entre mayo y septiembre es de unos

135 millones de m<sup>3</sup> por día (MMm<sup>3</sup>/d), mientras que entre octubre y abril del año siguiente baja a 113 MMm<sup>3</sup>/d, unos 22 MMm<sup>3</sup>/d de menor consumo respecto al consumo de invierno, cercana a la capacidad en gasoductos disponibles hacia Chile. Si bien esta situación podría variar debido al mayor uso de electricidad en verano

Figura 5. Estadística del promedio diario de gas natural entregado en Argentina

Fuente: Enargas, Argentina



Nota:

Gas natural con poder calorífico de 9.300 kcal/m<sup>3</sup>.



por uso de equipos de aire acondicionado, pareciera que, por un buen tiempo, no hay razones para suponer que esta estacionalidad pueda cambiar sustancialmente.

Aun cuando las empresas productoras de gas natural continúen realizando los mantenimientos de los pozos y equipos asociados durante la estación de verano, muy probablemente seguirán quedando grandes excedentes de producción, situación que explica la racionalidad económica de impulsar las exportaciones de gas natural. De ahí el atractivo para este país de poder exportar sus excedentes de verano de gas natural a los mercados internacionales, ya sea en la forma de GNL al Asia Pacífico, a través de los puertos de Chile, o a los mercados europeos, o bien, a través de la infraestructura existente de gasoductos que conectan ese país con Brasil y Chile.

Así, YPF negoció recientemente la instalación de una planta flotante de licuefacción de gas natural en Bahía Blanca. El Tango FLNG, es un barco con una capacidad de licuar unos 2,2 MMm<sup>3</sup>/día, el cual ya arribó a Bahía Blanca y que está próximo a entrar en operaciones. Un buque típico de transporte de GNL tiene una capacidad de transportar unos 130.000 m<sup>3</sup> de gas natural en estado líquido, es decir, unos 30 días de operación del Tango<sup>10</sup>. De este modo, con un costo de

producción en boca de pozo de US\$3,5 y un costo de licuefacción del orden de US\$2,5, YPF podría estar en condiciones de exportar GNL a unos US\$ 7,0/MMBTU (precio FOB).

Brasil también es otro destino para las exportaciones de gas natural, sin embargo la demanda de ese país coincide con sus períodos anuales de sequía, de modo que es probable que ese país privilegie suministros continuos durante el año, una situación diferente a los intercambios de verano que pretende impulsar el gobierno argentino.

Por lo tanto, la opción de Chile pareciera converger más hacia los intereses trasandinos. De hecho, para este período estival de siete meses, entre octubre y abril de 2019, ya hay comprometidas exportaciones a nuestro país por un monto que podría superar los 6 MMm<sup>3</sup>/d y que llegarán a Santiago a través del gasoducto de GasAndes. AGESA, que es la aprovisionadora de gas del grupo chileno CGE, traerá hasta 1.5 MMm<sup>3</sup>/día de gas natural a un precio de US\$4,05/MMBTU. Por su parte, Colbún traerá gas natural para sus centrales Nehuenco y Candelaria, en un primer volumen de 1,5 MMm<sup>3</sup>/d, a un precio de US\$4,2/MMBTU y un segundo volumen adicional de 2,6 MMm<sup>3</sup>/d a US\$4.3/MMBTU. Engie también ha solicitado comprar gas natural para sus centrales en el Norte Grande. Los precios señalados están en boca de pozo, de modo que deben agregarse los costos de transporte y derechos de exportación.

<sup>10</sup> EL GNL es gas natural enfriado a -161.5°C, la temperatura a la cual el metano se licua. Al licuarse, el volumen del gas natural se reduce en seiscientas veces.

## 6. SUBSIDIOS A LA PRODUCCIÓN

---

La Resolución N° 46 del Ministerio de Energía y Minería de la República de Argentina, publicada en Marzo de 2017, creó el Programa de Estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, y constituye no sólo uno de los ejes principales de la política energética del Gobierno del presidente Macri, sino también uno de los pilares de la política económica de su gobierno.

Esta Resolución establece un subsidio pagado por el Tesoro Nacional de Argentina a las empresas productoras, que se aplica sobre los volúmenes de gas extraídos de campos no convencionales, que no estaban en producción a la fecha de la resolución, o que amplíen la oferta de yacimientos existentes.

El monto del subsidio se calcula como la diferencia entre US\$7,50/MMBTU —valor vigente en 2018 y que bajará anualmente en 0,5 dólares, de modo de llegar en 2021 a US\$6/MMBTU— y el precio promedio efectivo de venta del gas en el mercado argentino —denominado Precio Efectivo—, en el que se incluyen las ventas de gas convencional y no convencional.

No obstante el éxito de la política de subsidios a la producción, la fuerte devaluación de la moneda argentina ocurrida durante 2018 y la necesidad de un ajuste fiscal que permitan a ese país mantener su acceso al crédito externo, han puesto en problemas a la Resolución N°46. En efecto, al ser un subsidio variable, que depende del precio interno, la devaluación ha aumentado el subsidio fiscal más allá de las previsiones originales.

Es así que surgió la propuesta de Lopetegui, Secretario de Energía de Argentina, la cual consistió en una ayuda fiscal que ya no dependería del precio del gas interno argentino, sino que sería un monto fijo por cada unidad de gas producida.

La propuesta implicaba que en 2019 el subsidio alcanzaría a sólo US\$2,50, en 2020 bajaría a US\$2,25 y finalizaría en 2021 con US\$2 por cada millón de BTU. La propuesta le costaría al fisco argentino sólo unos US\$ 700 millones en 2019, poco menos de la mitad de lo que implicaría la aplicación de la Resolución N°46<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Mayores detalles de la Resolución N° 46 y sus posibles modificaciones en Ledezma (2019).

Sin embargo, a fines de enero 2019, el Gobierno del presidente Macri desistió de esta propuesta, e informó a las petroleras su decisión de no modificar la Resolución N°46, sino que, más bien, reinterpretarla. De este modo, el subsidio sólo se aplicaría a la producción estimada, declarada originalmente por el productor en el momento que solicitó acoger su proyecto a la Resolución N°46. La nueva interpretación de la Resolución N°46 ha causado molestias en algunos productores, quienes han amenazado al Gobierno con demandas en cortes internacionales de comercio. Con todo, es probable que la producción total de Vaca Muerta no continúe creciendo tan aceleradamente, y que se restrinja la exportación de gas hacia Chile, al menos, durante los meses de invierno, tal como se había previsto originalmente.

## 7. ESTIMACIONES DE LA OFERTA DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO

---

Los pozos no convencionales tienen caídas en sus tasas de producción mucho más violentas que aquellas de pozos convencionales. Esto se debe a que en los pozos verticales el petróleo o gas natural fluye fácilmente, a través de las rocas porosas que forman los depósitos convencionales. Por su parte, un pozo convencional puede aprovechar una gran área del yacimiento con una simple perforación y como resultado, el volumen del petróleo bombeado disminuye lentamente, en promedio a un 6% por año. Por el contrario, en los pozos no convencionales, al encontrarse el recurso atrapado en rocas porosas pero muy poco permeables fluirá más lentamente y de este modo, un pozo horizontal cubrirá mucho menos área, de modo que la producción caerá con bastante rapidez, por lo general en un 30% al año durante los primeros años. En consecuencia, para mantener los mismos niveles de producción la actividad de perforación debe ser constante, requiriendo un flujo permanente de inversiones<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> La IEA estima que para mantener la producción en 1 millón de barriles por día en el campo Bakken, el principal en los Estados Unidos, se requerirán de al menos 2.500 nuevos pozos al año; una enorme cantidad si se compara con un gran campo de petróleo convencional en el sur de Irak, que sólo necesita de 60 pozos, The Economics (2014).

Neff (2018) estima que para 2024 la producción en Vaca Muerta podría llegar a 900.000 barriles de petróleo equivalente por día (boe/d), unos 143 MMm<sup>3</sup>/d. Más optimista es Vertero (2011) que estima que una inversión promedio anual de US\$5.500 a US\$7.500 millones de dólares, redundaría en una producción creciente en Vaca Muerta que en 2030 llegaría a 250 MMm<sup>3</sup>/d, y con un costo promedio en torno a US\$6 millones por pozo. Por otro lado, la producción de *tight oil* podría llegar a 1,2 millones de b/d, más del doble de la actual producción de petróleo convencional en Argentina. La figura 6 muestra los pozos anuales que se requieren y la correspondiente evolución de la producción de gas.

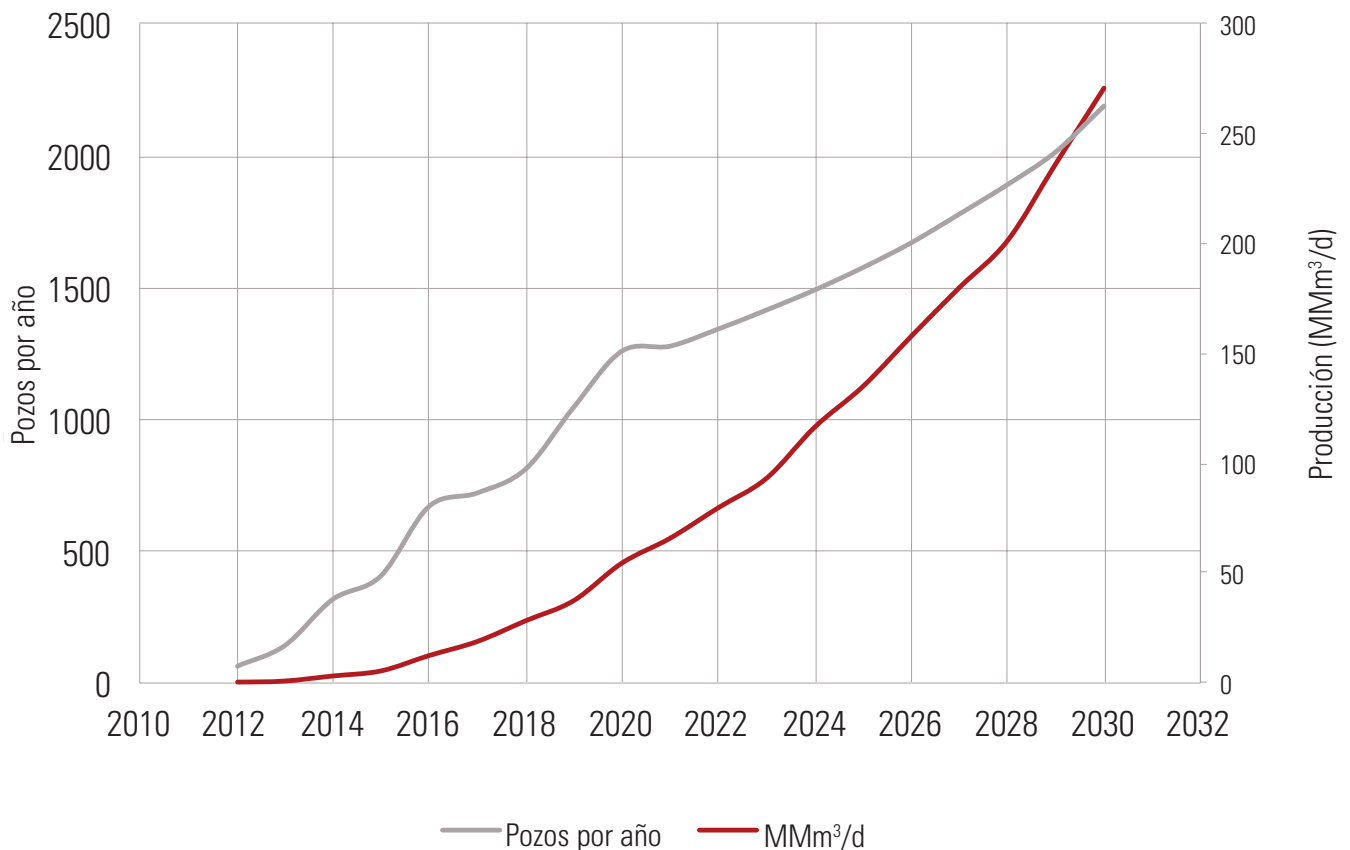
Si Argentina es capaz de atraer las inversiones necesarias, un escenario de precios en boca de pozo en el rango de US\$3.5 a US\$4.5/MMBTU pareciera no ser tan lejano. Con mayor razón, si los productores argentinos presentan una curva de aprendizaje en la tecnología de *fracking* y en el conocimiento de la localización de los recursos cercana a la mostrada por los productores independientes en los Estados Unidos. Sin embargo, precios similares a los observados en los



Estados Unidos, entre US\$ 2.5 y US\$3.0 por millón de BTU en boca de pozo, parecieran estar lejanos, considerando las circunstancias propias del vecino país<sup>13</sup>.

**Figura 6. Proyección esperada de pozos no convencionales y producción en Vaca Muerta**

Fuente: R. Vertero, Evolución esperada de la producción del yacimiento de Vaca Muerta



<sup>13</sup> Wolak (2012) señala que una dificultad importante que pueden enfrentar los productores fuera de los Estados Unidos, consiste en la propiedad de los recursos. En efecto, a diferencia de los Estados Unidos, en donde el propietario de la tierra es el dueño de los recursos presentes en el subsuelo, en el resto de los países es el estado quien detenta su propiedad.

## 8. COMPETITIVIDAD ENTRE CARBÓN, GNL Y GAS NATURAL DE ARGENTINA

---

En el Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN) existen cerca de 5.000 MW en centrales a carbón, y unos 3.400 MW en centrales a gas que pueden ser operadas en ciclo abierto o en ciclo combinado. Dependiendo de su ubicación geográfica, las centrales a gas pueden operar con GNL traído desde el terminal de Mejillones en el norte, o bien, desde el terminal Quintero en el centro del país. También, una buena parte de estas mismas centrales se localizan cercanas a los gasoductos en el norte y centro del país, los que se conectan a la red de gasoductos de Argentina, de modo que también pueden operar con gas natural (GN) comprado a ese país.

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) tiene como misión suministrar la demanda del sistema al menor costo posible, y para ello, construye una curva de oferta con la potencia disponible de las centrales, y a partir de ella, despacha a las centrales de sistema.

Para determinar la magnitud del impacto del gas natural de Argentina en la generación de electricidad, hemos construido la curva de oferta de las centrales termoeléctricas del sistema, en particular, considerando a las centrales a carbón y a las turbinas a gas en ciclo cerrado o abierto.

De este modo, la curva de oferta ordena la potencia disponible de las centrales ya instaladas en el sistema, desde menor a mayor costo variable de operación. El eje de las ordenadas o eje vertical, muestra el costo variable de operación de las centrales termoeléctricas, mientras que el eje de las abscisas o eje horizontal, muestra la potencia termoeléctrica acumulada disponible para ser despachada y cuyo costo variable de operación no supere un determinado valor.

Cabe señalar, que en los costos variables de operación se han incluido los costos derivados del uso de combustible y de los mantenimientos relacionados con la operación de las centrales. Éstos últimos suelen englobarse como costos variables no combustibles y dependen de la modalidad en la que opere la central. Normalmente se calculan considerando una operación de la central en base, es decir, operando a su capacidad nominal la mayor parte del tiempo. También se han considerado los cargos variables por pérdidas de transmisión y un recargo por operaciones obligadas a mínimo técnico, en donde la central disminuye su eficiencia en la conversión de energía primaria a electricidad.

La gráfica de la figura 7 muestra la curva de oferta construida considerando los costos variables de operación de las centrales a carbón y GNL. En este caso no se tomaron en cuenta los cargos ambientales aplicados por la ley a las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx), material particulado (MP) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

La gráfica representa la oferta del sistema usando carbón y GNL en las respectivas centrales. Se ha considerado un precio promedio del carbón bituminoso de US\$110/ton, y del GNL entre US\$6 y US\$9/MMBTU —valores declarados al CEN—.

Por su parte, la gráfica de más abajo de la figura 8, muestra la oferta de potencia con disponibilidad de GN en las centrales con un precio de US\$5,5/MMBTU. Según se aprecia en esta figura, con los actuales precios, y sin cargos ambientales, el GN sustituye completamente al GNL.

El GN también desplaza parte de las centrales a carbón. En efecto, según se muestra en la tabla 1, segunda fila, sin disponibilidad de GN, en los primeros 3.500 MW termoeléctricos más baratos, el 84% de la capacidad disponible corresponde a centrales a carbón (2.932 MW) y sólo el 16% a GNL (568 MW). Sin embargo, con gas natural de Argentina, el carbón cae a 65% (2.288 MW) y el GN queda en 35% (1.212 MW), tercera fila de la tabla 1.

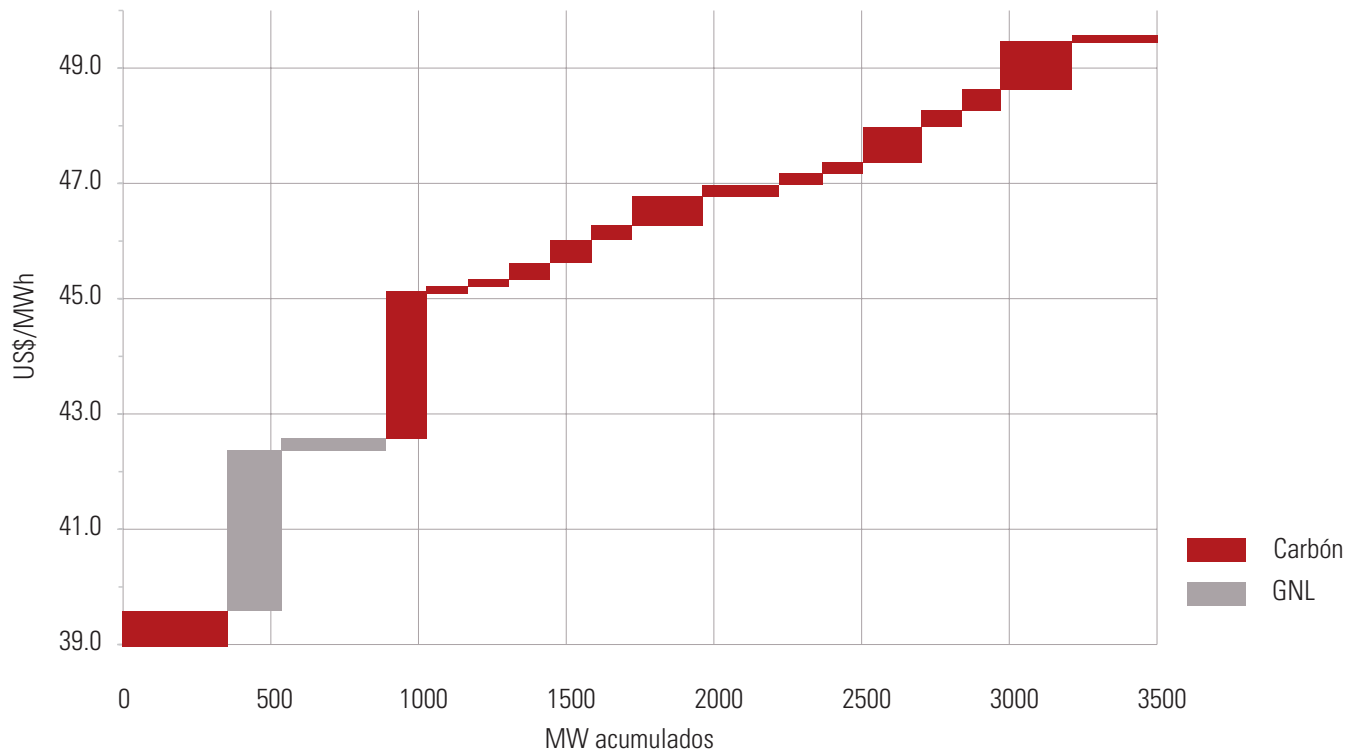
La curva de más arriba de la figura 8, muestra el impacto que tendría incluir los cargos ambientales en la planificación de la operación que realiza el Coordinador. En efecto, en los primeros 3.500 MW disponibles, el carbón baja a 44% (1.531 MW) y el GN sube 56% (1.969 MW), cuarta fila de la tabla 1.

Sin embargo, la situación cambia si se considera que el precio del carbón cae a un valor inferior a US\$90/ton, que es la proyección informada por la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE 2018) a partir de 2019. Según se aprecia en la última fila de la tabla 1, en este escenario, el gas de Argentina, incluso sumando los actuales cargos por daño ambiental, no es capaz de sustituir al carbón, pues existe una diferencia promedio de unos US\$10/MWh en contra del GN. Es así que de los 3.500 MW más económicos despachables según orden de mérito, el 86% corresponde a centrales a carbón (3.000 MW), y sólo el 14% a centrales con GN (500 MW).

En consecuencia, en un escenario de menores precios del carbón, se requeriría un incremento en el impuesto al CO<sub>2</sub> —actualmente en US\$5 por tonelada emitida—, a fin de que el GN pueda desplazar de manera significativa al carbón en la generación de electricidad.

Figura 7. Curva de oferta de los primeros 3.500 MW en centrales termoeléctricas a carbón y GNL (sin cargos ambientales)

Fuente: Cálculos propios.



Notas

<sup>1</sup> La curva de oferta permite también identificar si la potencia adicional (MW) corresponden a una central a carbón, GNL o GN y su magnitud. El color del rectángulo identifica el tipo de tecnología, su ancho representa los MW de la central, y el largo, el costo variable adicional respecto de la central anterior.

<sup>2</sup> Considera consumos específicos declarados por los generadores al CEN.

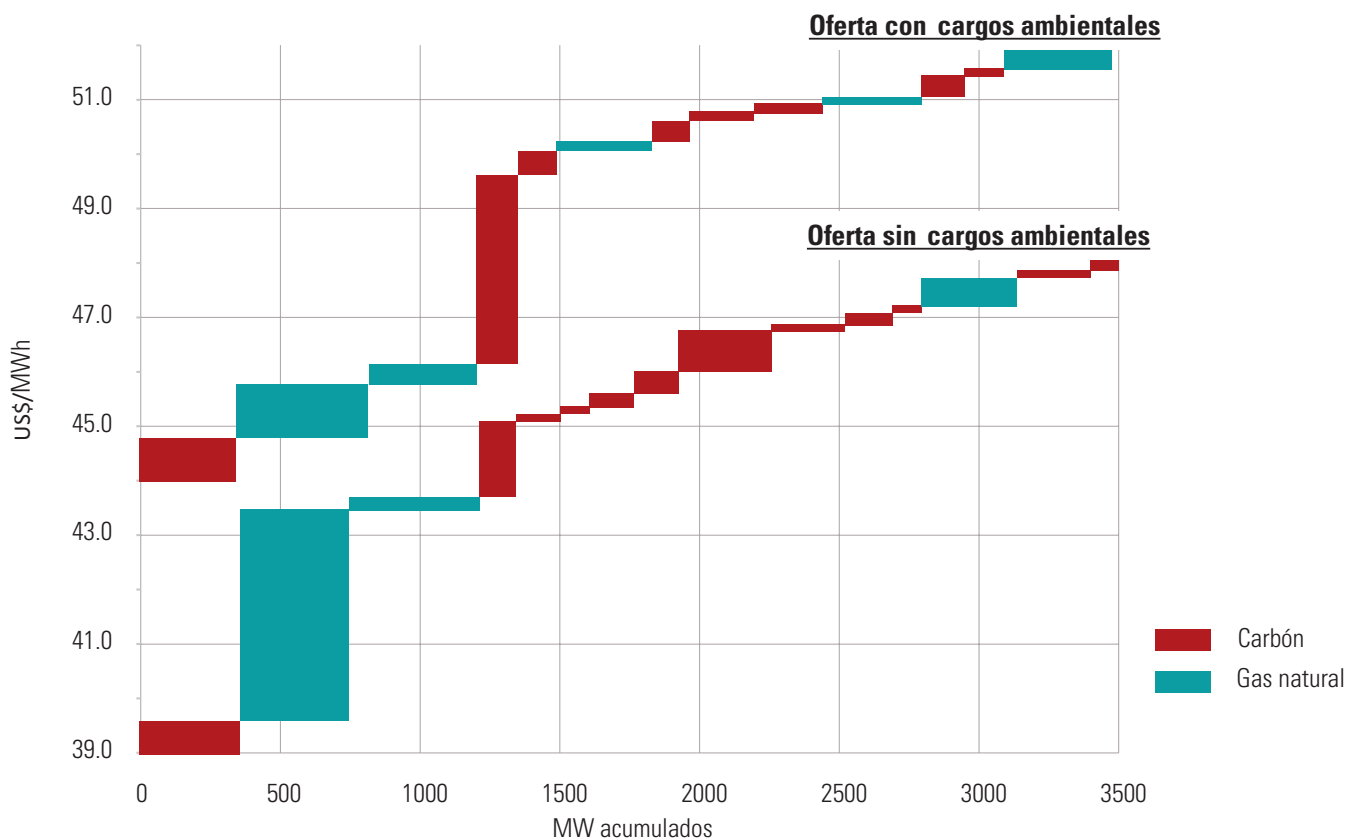
<sup>3</sup> El cálculo considera los precios de combustible declarados al CEN y los reportados en CNE (2018). Se usa un precio del carbón por sobre los US\$100/ton, y del GNL entre US\$6 y US\$9,0/MMBTU.

<sup>4</sup> Se incluye una estimación de los costos por operaciones obligadas a mínimo técnico.



Figura 8. Curva de oferta de los primeros 3.500 MW en centrales termoeléctricas a carbón y gas natural

Fuente: Cálculos propios.



Notas

- <sup>1</sup> Considera consumos específicos declarados por los generadores al CEN.
- <sup>2</sup> El cálculo considera los precios de combustible declarados al CEN y los reportados en CNE (2018). Se usa un precio del carbón por sobre los US\$100/ton. Para el GN se ha considerado un precio de US\$5,5/MMBTU.
- <sup>3</sup> Se incluye una estimación de los costos por operaciones obligadas a mínimo técnico.
- <sup>4</sup> Cargos ambientales según ley N°20.780, artículo N°8. Posteriormente modificado por la ley N°20.899.

Tabla 1. Primeros 3.500 MW más económicos despachables por el CEN según orden de mérito y por tipo de tecnología

Fuente: Cálculos propios.

<b>Caso</b>	<b>Costo variable (\$/MWh)<sup>1</sup></b>	<b>Carbón despachable MW (%)</b>	<b>GNL despachable MW (%)</b>	<b>GN Despachable MW (%)</b>
carbón (\$110/ton)+GNL sin cargos ambientales	49.3	2.932 (84%)	568 (16%)	
carbón (\$110/ton)+GN sin cargos ambientales	48.1	2.288 (65%)		1.212 (35%)
carbón (\$110/ton)+GN con cargos ambientales	51.7	1.531 (44%)		1.969 (56%)
carbón (\$90/ton) +GN con cargos ambientales	45.8	3.000 (86%)		500 (14%)

Notas

<sup>1</sup> Mayor costo variable de los primeros 3.500 MW disponibles para ser despachados por el CEN.

## 9. CONCLUSIONES

---

Chile y Argentina tienen construida una gran infraestructura de interconexión gasífera, la cual suma casi unos 30 MMm<sup>3</sup>/d. Las reservas de gas natural en el país vecino son suficientes para el suministro completo de ambos países por un largo período, y pareciera que los productores argentinos están aprendiendo rápidamente la aplicación de la tecnología de *fracking*, con la consecuente reducción de costos en la producción del *shale gas* y *tigh oil*.

Por su parte, los contratos firmados con los productores argentinos solían seguir un esquema de suministro de largo plazo, con cláusulas del tipo *Take or Pay* o *Deliver or Pay*, complementados con contratos de transporte en firme. Sin embargo, el abrupto corte del suministro de gas natural por parte del gobierno de Argentina en 2004, y el costo que significó a los generadores en Chile, implicará que, al menos por un tiempo, será difícil volver a ese tipo de esquema. Situación que sugiere, que los contratos serán más bien de corto plazo, aprovechando oportunidades estacionales. Así, un suministro de gas natural continuo, durante los doce meses del año es poco factible, sin embargo una disponibilidad de unos siete meses, prefe-

rentemente durante el período estival, es un escenario factible y que puede perdurar en el tiempo. Por otro lado, el suministro de gas de Argentina se puede complementar con opciones de compra de GNL de respaldo.

De ser exitosos los desarrollos en la producción de recursos no convencionales en Argentina, en Chile el gas natural reemplazará una buena parte del tiempo al GNL, quedando este último como respaldo.

La comparación con la generación a carbón es algo más complicada. Si bien el gas natural podría llegar a precios, que le permitan competir con el carbón en la generación de electricidad, la inclusión de los cargos ambientales, en la programación de la operación que realiza el Coordinador en Chile y en el cálculo del costo marginal, será de suma importancia para que el gas natural pueda reemplazar a una mayor parte del carbón. Esta situación implicará corregir la ley<sup>14</sup>, a fin de que la planificación de la operación del Coordinador, de cuenta apropiadamente del daño al medio ambiente derivado del uso de los combustibles fósiles.

<sup>14</sup> Ley N°20.780, artículo N°8. Posteriormente modificado por la ley N°20.899.

En Chile, el carbón sigue teniendo una participación importante en la generación de electricidad, en torno al 40%. Si bien ha aumentado la participación de las energías renovables, no se ha notado un mayor desplazamiento de este combustible. Las explicaciones podrían estar en una menor generación hidroeléctrica, consecuencia de una prolongada sequía, y en la permanente operación obligada de las centrales a carbón en sus mínimos operacionales, con el fin de estar disponibles para respaldar a las centrales renovables variables eólicas y solares.

En definitiva, la sustitución económica de carbón por gas natural difícilmente ocurrirá en países que como Chile no disponen de reservas de gas, principalmente por el alto costo al que llega el GNL. Sin embargo, el *shale gas* de la provincia de Neuquén en Argentina, podría convertirse en una muy buena opción de descarbonización barata para nuestro país.

Finalmente, la estabilidad política de ese país será fundamental para el desarrollo de sus vastos recursos de hidrocarburos, variable que, si duda, debe ser tomada en cuenta en las evaluaciones que realicen los generadores en Chile.

## 10. REFERENCIAS

---

Alvarez, R., Zavala-Araiza D., Lyon D., Allen D., Barkley Z., Brandt A., Davis K., Herndon S., Jacob D., Karion A., Kort E., Lamb B., Lauvaux T., Maasackers J., Marchese A., Omara M., Pacala S., Peischl J., Robinson A., Shepson P., Sweeney C., Townsend-Small A., Wofsy S., y Hamburg S. (2018). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain, Science 10.1126/science.aar7204.

Brennan, E. (2013). Shale Gas: The Key in the US' Asia Pivot?, disponible en <https://www.chinausfocus.com/energy-environment/shale-gas-the-key-in-the-us-asia-pivot>.

Cefeidas (2015), Argentina's Shale Oil and Gas: Challenges and Opportunities, Cefeidas Group International Advisory Firm, disponible en <http://shaleseguro.com/>.

Comisión Nacional de Energía 2018, CNE (2018). Resolución Exenta N°557 de julio de 2018 que aprueba el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo.

Farquharson, D., Jaramillo P., Schivley G., Klima K., Carlson D., Samaras C., (2016). Beyond Global Warming Potential: A Comparative Application of Climate Impact Metrics for the Life Cycle Assessment of Coal and Natural Gas Based Electricity.

Gould, T. (2017). Commentary: The environmental case for natural gas, International Energy Agency. Disponible en <https://www.iea.org/>.

International Energy Agency (2017). World Energy Outlook 2017 Excerpt - Outlook for Natural Gas, IEA. Disponible en <https://webstore.iea.org/>.

Ledezma, O. (2019). Subsidios a la producción de gas en Argentina: ¿cómo impactan a Chile? disponible en <https://www.brevesdeenergia.com/>.

King, A. y Muñoz C. (2014). El tight oil y la independencia energética de los Estados Unidos, disponible en <https://www.brevesdeenergia.com/>.

Macalister, T. y Harvey F. (2013). "George Osborne unveils 'most generous tax breaks in world' for fracking" The Guardian, disponible en <https://www.theguardian.com/politics/2013/>.

- Mander, B. (2018). Argentina's Vaca Muerta shale oil and gas offers tough lessons, Financial Times, disponible en <https://www.ft.com/content/75e6d166-90f5-11e8-9609-3d3b945e78cf>.
- Neff, C. (2018). Unlocking the potential of Argentina's oil and gas resources, Financial Times, disponible en <https://www.ft.com/content/b0bd3358-b10b-11e8-87e0-d84e0d934341>.
- Urban, N. y Muñoz C. (2014). Combustibles fósiles: ¿Cuánto queda?, Breves de Energía, disponible en <https://www.brevesdeenergia.com/>.
- U.S. Energy Information Administration (2015 a). World Shale Resource Assessments, U.S Energy Information Administration, US EIA, disponible en <https://www.eia.gov/>.
- U.S. Energy Information Administration (2015 b). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina, US EIA, disponible en <https://www.eia.gov/>.
- Vertero, R. (2012), Evolución esperada de la producción del yacimiento de Vaca Muerta, UBA – Academia Nacional de Ingeniería, disponible en <http://www.acaingpba.org.ar/>.
- Wolak, F. (2012). Careful What You Wish For: The Shale Gas Revolution and Natural Gas Exports,
- Saint Jacob, Y. (2011). France's 'green vote' kills shale gas — and targets nuclear power as well, European Energy Review, disponible en <https://www.elektormagazine.com/news/Arnold-France-s--green-vote--kills-shale-gas---and-targets-nuclear-power-as-well>.
- The Economics (2014). The economics of shale oil: Saudi America, disponible en <https://www.economist.com/united-states/2014/02/14/saudi-america>.
- The Economist (2013). Spooked by shale: The shale-gas revolution unnerves Russian state capitalism, disponible en <https://www.economist.com/business/2013/06/29/spooked-by-shale>.
- The Economist (2011). The future of natural gas: Coming soon to a terminal near you, disponible en <https://www.economist.com/briefing/2011/08/06/coming-soon-to-a-terminal-near-you>.





[www.brevesdeenergia.com](http://www.brevesdeenergia.com)

### **Términos y condiciones de uso del material de BdE Spa.**

*Todos nuestros desarrollos son originales, y están protegidos por la ley chilena de propiedad intelectual. Este artículo y su correspondiente estudio son de propiedad de BdE Spa. La compra de este material da derecho al comprador a usarlo personalmente según se estipula en nuestros Términos y Condiciones, los cuales pueden encontrarse en nuestro sitio web: [www.brevesdeenergía.com](http://www.brevesdeenergía.com). De este modo, no se permite su circulación a terceras personas ni su reproducción parcial o total. Tampoco se permiten resúmenes de este trabajo. Este estudio puede ser citado con un máximo de 50 caracteres, indicando el nombre de los autores. Cualquier uso del material de BdE Spa sin autorización expresa está estrictamente prohibido.*