



Industria del petróleo y gas: Temas relevantes para 2018

Energía

abril de 2018

kpmg.com.ar



Ante un escenario de consolidación de los precios internacionales

Introducción

En una industria donde la volatilidad externa conforma un determinante crucial del desempeño, el 2018 inicia su camino como una extensión del proceso de recuperación que viven los precios de los principales commodities energéticos desde finales del 2016, especialmente en lo que se refiere a petróleo y gas. Si bien el mismo ocurre luego de una abrumadora caída en el nivel de precios, que puede estimarse en una cifra mayor al 60% acumulado hasta 2016 tanto para uno (petróleo) como para el otro (gas) desde los máximos alcanzados en 2012 y 2008 respectivamente; en los dos últimos años ambos commodities vienen recuperándose coronando un crecimiento mayor al 20% en 2017, lo que permitió que pasaran de US\$/bbl 43 (precio promedio de la canasta de petróleo WTI, Dubai y Brent) y US\$/MMBTU 3,5 (precio promedio del gas producido en EE.UU. y la Unión Europea) en 2016, a cerrar en 2017 en US\$/bbl 53 y US\$/MMBTU 4,3, respectivamente. Asimismo, durante el primer mes de 2018 el precio medio del crudo se ubicó en torno a los US\$/bbl 66 (el Brent superó los US\$/bbl 68), lo que refuerza la tendencia del precio y permite prever, como algunos expertos advierten, que el mismo se mantendrá en torno a los US\$/bbl 70 hacia fin de año (2018). El cambio de tendencia y la previsión que efectúan los analistas se encuentran apoyados en dos factores preponderantes que no solo interactúan sino que contribuyen de manera sustancial al reciente re-equilibrio entre las fuerzas de oferta y demanda de la industria del petróleo y gas (P&G), como así también a las perspectivas alcistas que se abonan sobre la demanda futura.

El primer factor tiene que ver con el recorte en la producción de crudo promovido desde 2016 por el acuerdo suscrito por los miembros de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) –y al que se han sumado otros países No OPEP como Rusia y México–, y que la misma organización buscará extender durante todo 2018¹. De hecho, desde enero de 2017 estos países y sus socios redujeron su *output* en alrededor de 1,8 millones de barriles/día, con el objetivo de apuntalar el precio del hidrocarburo y recuperar el terreno perdido en materia de inversiones. Asimismo, se han sumado recientemente países como Libia y Nigeria, que hasta ahora no habían recortado su producción, lo que ha determinado la conformación de un inédito frente que representa alrededor del 50% de la oferta global de crudo. Del mismo modo, en materia de presiones al alza del precio del crudo no pueden omitirse los efectos de las acciones militares en Oriente Medio (básicamente en Siria) que, al contrario de lo deseado, no han perdido vigencia y podrían resultar funcionales al recorte de la OPEP. No obstante, mientras el frente OPEP/No-OPEP busca encauzar el precio del crudo y mantenerlo por encima de los US\$/bbl 60, el elevado ritmo de producción de hidrocarburos de los EE.UU., como segundo factor, podría contrarrestar en todo o en parte ese propósito dependiendo del grado de autoabastecimiento que alcance esta economía en 2018 y la incidencia que ello tenga en los mercados internacionales. De hecho, los potenciales efectos que vive este país en lo referido a producción de *shale*, recurso que desde 2015 contribuye con más del 50% de la oferta de crudo (4,9 millones de barriles/día) y el 60% de la de gas

¹ “La OPEP extiende a diciembre de 2018 el recorte de la producción de petróleo”, El Cronista, 1° de diciembre de 2017; <https://www.cronista.com/internacionales/La-OPEP-extiende-a-diciembre-de-2018-el-recorte-de-la-produccion-de-petroleo-20171201-0011.html>

(18 billones de pies cúbicos)² de ese país, y que para 2020 la *Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos* (EIA) estima llegará al 53% y 70% respectivamente; no deberían ser minimizados ya que EE.UU. viene incidiendo fuertemente desde hace algunos años en la caída del precio del gas.

Como se detalló en el informe anterior, “*Industria del P&G: Cuatro temas relevantes para 2017*” (KPMG, 2016), la evolución del precio de los hidrocarburos en la última década estuvo signada, en su fase alcista, por el super-ciclo de incrementos en los precios de los principales commodities agrícolas y energéticos (cuyo determinante principal fue el crecimiento de las economías emergentes, principalmente las denominadas BRICS –Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica-, y su presión sobre la demanda internacional de insumos y factores productivos). A este proceso, que puede ubicarse entre los años 2003 y 2014, le siguió un período de declive, o fase bajista, producto de la morigeración en las cifras de crecimiento de los países emergentes (principalmente, China) y del excedente resultante en la oferta de commodities (principalmente energéticos como el petróleo y otros minerales), situación que intenta remediarse con el recorte productivo del frente OPEP/No-OPEP, en un escenario en el que, no obstante, la producción de hidrocarburos no convencionales podría contrarrestar ese efecto. En este nuevo contexto, en el que las decisiones tomadas por los principales productores y exportadores de hidrocarburos construirán el camino que de aquí en más sigan los precios, la Argentina, que suele atar su crecimiento a los precios externos de las materias primas (ya que éstas representan alrededor del 6% del PBI y el 25% de las exportaciones), ha aplicado una batería de medidas que buscaron contrarrestar la volatilidad de los precios y sus efectos internos (precios locales subsidiados, reestructuración del modelo tarifario para el consumo de gas y electricidad residencial e industrial, acuerdos para eficientizar la actividad, reducir costos y mejorar la productividad, etc.), fomentando, al mismo tiempo, la inversión en exploración y extracción de hidrocarburos para solventar el problema de abastecimiento (que ha generado un importante déficit en la cuenta comercial de energía y una significativa sangría de divisas) y devolver al país a su condición de exportador neto de hidrocarburos.

Como quedó expuesto en el mismo informe (KPMG, 2016)³, Argentina pasó de exportador a importador neto de energía en un lapso de tan solo diez años. Este hecho estuvo explicado por una caída significativa en la producción de gas y petróleo (que comenzó a fines de la década del 90 y que quedó en evidencia en 2004 cuando el gobierno de entonces se vio obligado a elaborar el llamado Plan Energético Nacional), como así también por el importante desfasaje que generaron las políticas aplicadas a la oferta (precios no rentables e incertidumbre, que retrajeron inversiones) y a la demanda (tarifas subsidiadas que promovían un consumo desmedido). Este proceso llevó a la Argentina a observar un importante deterioro en su balance comercial debido al incremento de sus importaciones de gas y electricidad, situación que hoy intenta paliarse con la ya mencionada batería de medidas, las cuales buscan equilibrar el mercado doméstico de la industria del P&G con mayores niveles de inversión, producción y precios estables. No obstante, luego de estos ajustes de orden macroeconómico, la recuperación y mejora de la competitividad de los sectores productivos, principalmente del energético, continúa siendo el gran desafío a futuro, lo que implicará mejoras que alcancen los marcos normativos, regulatorios e impositivos.

Con este cuadro de situación, una descripción detallada de los temas más importantes que la industria del P&G enfrentará en 2018 resulta crucial para entender su futuro inmediato. En los informes anteriores de KPMG, “*Petróleo y Gas - Balance de la década, perspectivas y desafíos del sector en la Argentina (2005-2015)*” (KPMG, 2015) e “*Industria del P&G: cuatro temas relevantes para 2017*” (KPMG, 2016), se sostuvo que el ciclo de crecimiento y estancamiento sufrido por los países emergentes y su impacto en los precios de los commodities fueron dos de los principales temas que enfrentó el sector en los últimos años, en conjunto a una producción e inversión local

² Esto incluye tanto al *shale* como al *tight gas*.

³ “*Industria del P&G: Cuatro temas relevantes para 2017*”, KPMG, 2016.

insuficiente. En este documento, que intenta poner de relieve los temas de agenda para el 2018, se renueva el interrogante sobre cómo evolucionarán las variables de inversión, producción de hidrocarburos (convencionales y no convencionales) y precios del sector, sin olvidar las últimas medidas tomadas localmente para cambiar el rumbo de la industria, principalmente en lo referido a la producción de no convencionales en la cuenca Neuquina (Vaca Muerta) y su peso y funcionalidad estratégica para resolver los problemas de auto-abastecimiento, como así también en lo referido a la apuesta por el off-shore.

I. Evolución reciente de los precios

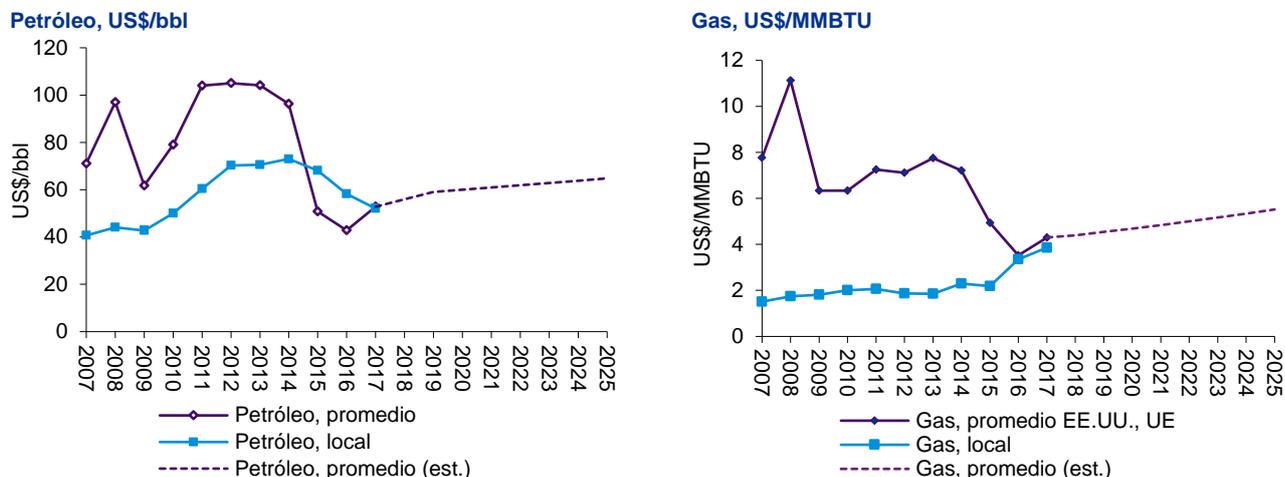
La evolución de los precios del gas y el petróleo de la última década refleja los distintos eventos que le fueron dando forma hasta el día de hoy, es decir los períodos de aceleración, caída y recuperación que estuvieron determinados por los factores antes mencionados: la etapa de crecimiento de las economías emergentes y la presión que éstos ejercieron sobre la demanda internacional de materia prima, la de morigeración y excedente en la producción global y, finalmente, la actual, esculpida por las medidas artificiales adoptadas por los principales productores de petróleo (frente OPEP y socios) para restringir el *output* mundial y presionar al alza de los precios. En los dos últimos años (ver *Figura N° 1*), el precio del petróleo (promedio WTI, Brent y Dubai) marcó un sendero estable que lo llevó de un promedio anual de US\$/bbl 43 en 2016 y US\$/bbl 53 en 2017 a alcanzar los US\$/bbl 66 en enero de 2018 (y el Brent a rozar los US\$/bbl 70), luego de que el precio internacional del barril de crudo, siguiendo la tendencia, superara los US\$/bbl 60 en diciembre de 2017. Previo a este desenlace, el Banco Mundial había estimado en octubre de 2017⁴ que el barril de crudo no superaría los US\$ 56 (promedio) en 2018 y que éste llegaría a promediar los US\$ 60 en 2020. Si bien la evolución reciente puede despertar algunas sospechas sobre si estas previsiones efectivamente se cumplirán, siguen conformando una buena aproximación al comportamiento del precio del petróleo de cara al futuro, razón por lo cual son incluidas en nuestro análisis. Con el gas natural ocurre algo similar, ya que en igual período el precio de este hidrocarburo, entendido como el promedio del producido en EE.UU. y la Unión Europea (UE) por millón de BTU (MMBTU), pasó de US\$ 3,5 en 2016 a US\$ 4,3 en 2017. Para este producto, el *Banco Mundial* sostiene que el precio se mantendrá en torno a los US\$/MMBTU 4,4 en 2018, ubicándose en el rango de US\$/MMBTU 4,5 y 4,7 para 2019/2020. No obstante, en el caso del petróleo se espera que el precio del barril no supere o se desvíe significativamente de las previsiones durante 2018, debido a que el recorte de producción del frente OPEP podría verse morigerado por el incremento en la producción de crudo de los EE.UU., país que, según la *Agencia Internacional de Energía* (IEA), alcanzó recientemente un nuevo record histórico de producción (febrero de 2018), superando los niveles de 1970 e instalándose como segundo productor mundial.

⁴ “World Bank Commodities Price Forecast”, octubre de 2017.

Figura N° 1

Evolución del precio promedio del petróleo y del gas, y proyección a 2025

(En U\$S)



Fuente: elaboración propia en base a datos del Banco Mundial (World Bank Commodities Price Forecast, Oct. 2017) y MINEM, 2018.

En lo referido a los precios locales, la evolución ha seguido dos premisas importantes. Por un lado, e independientemente de las medidas artificiales implementadas para sostenerlos, el comportamiento de los precios externos resulta decisivo en la determinación de la *tendencia* que deben seguir los precios del gas y el petróleo puertas adentro. Por el otro, la búsqueda constante del país por volver a producir hidrocarburos a niveles que permitan liberarlo de la dependencia de las importaciones de gas y energía eléctrica de los últimos años, saneando su cuenta comercial energética y devolviéndolo paulatinamente al autoabastecimiento, lo han llevado al diseño de políticas de fomento a la inversión, más aún luego del descubrimiento de cuantiosos yacimientos de hidrocarburos no convencionales⁵, principalmente en la formación de Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

En este sentido, el gobierno sigue redoblando esfuerzos para mejorar el desempeño de la industria hidrocarburífera, principalmente en el tramo de *upstream* que es donde se necesita la mayor cantidad de inversiones. Como se expuso en el informe de KPMG de 2016, la tendencia reciente de los precios internacionales colocó en estado expectante a los proyectos de exploración y explotación más relevantes del sector en suelo argentino, principalmente los del no convencionales en la cuenca Neuquina; donde el desembolso de las cuantiosas inversiones necesarias para su desarrollo se vieron retrasadas en respuesta al desplome de los precios del gas y el petróleo, y la consecuente imposibilidad financiera de llevarlos adelante. Es por esta razón que, desde 2015, una de las medidas *remediales* llevadas adelante por el gobierno argentino ha consistido en apuntalar el esquema de precios locales, básicamente mediante el subsidio al precio

⁵ La Agencia de Información de Energía de los EE.UU. (EIA), en el informe "World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment: Energy Information Administration-Advanced Resources International" de 2013, ubica a la Argentina entre los primeros cuatro países con mayor potencialidad en la producción de recursos no convencionales, detrás de Rusia, los EE.UU. y China.

que recibe el productor⁶, con el objetivo de liberar al mercado local de los vaivenes observados en los mercados externos y contrarrestar los efectos *detrimentales* (perjudiciales) para la industria, retener inversiones y revertir la tendencia negativa en la producción. Es así que desde entonces, y como puede apreciarse en la *Figura N° 1*, los precios *medios* locales han seguido un comportamiento diferencial respecto a sus pares internacionales, principalmente en 2015 y 2016, para luego tender a la convergencia en 2017. Durante este breve lapso, el caso más claro o evidente ha sido el del crudo⁷ que, durante ese período, estuvo entre US\$ 15 y US\$ 17 por encima del precio internacional, para terminar convergiendo en 2017, en conjunto a la liberación del precio local a los combustibles, en alrededor de US\$/bbl 53.

Si bien esta medida produjo algunos resultados deseables que permitieron reactivar la actividad en el sector de hidrocarburos, principalmente en lo referido a la exploración y extracción de recursos no convencionales, el objetivo es comenzar a eliminar las asimetrías que generaron estas políticas para poder volver de manera gradual a un esquema basado en precios de mercado (el internacional), fomentando así una mayor transparencia y confianza en el inversor. En este sentido, el denominado *Plan Gas*, que fue diseñado y puesto en marcha en el año 2013 con el objetivo de reducir las importaciones de gas natural y comprimir el déficit en la cuenta energética (y por el cual el gobierno aseguraba un precio de US\$ 7,5 por MMBTU para la producción incremental de gas convencional, shale, tight u off-shore respecto a niveles acordados para el período 2012-2017), concluyó a fines de 2017 quedando únicamente en vigencia el *Programa estímulo a la producción de gas no convencional* (que afecta principalmente a la explotación de Vaca Muerta tanto para proyectos en “piloto” como en “desarrollo”, y con vigencia hasta 2021) y, a través de la resolución N° 447/2017 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM), la extensión de sus beneficios a la producción de gas no convencional en la cuenca Austral. Como en el caso del *Plan Gas*, este programa busca incentivar la inversión en proyectos de exploración/explotación de gas no convencional en la cuenca Neuquina (y Austral), asegurando que el gobierno abonará un precio mayor al internacional pero con reducciones anuales de US\$/MMBTU 0,5 hasta el final del mismo (2021); es decir US\$/MMBTU 7,5 en 2018, US\$/MMBTU 7 en 2019, US\$/MMBTU 6,5 en 2020 y, finalmente, US\$/MMBTU 6 en 2021, para converger a partir de 2022 al precio de mercado.

Hacia futuro, el *Banco Mundial* estima que tanto el precio del gas como del petróleo seguirán una tendencia creciente. En particular, la entidad proyecta que el barril de crudo alcanzará los US\$ 60 en 2020 (pronóstico tendiente a alcanzarse antes de tiempo, ya que el precio está creciendo rápidamente en 2018), en tanto que el millón de BTU se encontrará en alrededor de los US\$ 4,7. Si dejamos de lado las posibles desviaciones respecto a estas proyecciones, podemos afirmar que en el caso del gas natural la diferencia entre la proyección de precios realizada por el *Banco Mundial* y la que surge de programas locales como el *Programa estímulo a la producción de gas no convencional* resulta en una clara ventaja competitiva que debería beneficiar el desarrollo local de mediano plazo de este hidrocarburo, al menos hasta 2021, y ello sin contabilizar las posibles medidas adicionales que se lleven adelante de aquí en más para promover la inversión y producción local en el sector energético.

Finalmente, es importante destacar cómo impactará la evolución de los precios de los hidrocarburos derivados como el combustible y las naftas, en un escenario en el que el gobierno ha dado fin al esquema de subsidios a la producción de petróleo y liberado el precio doméstico para que éste converja al de mercado. El precio de estos derivados depende en proporciones similares del precio del crudo y del tipo de cambio respecto al dólar. En una economía en la que en los

⁶ El programa de subsidios al precio de los hidrocarburos ha sido llevado adelante principalmente por el *Plan Gas* y el programa de precios subsidiados a la producción de gas no convencional (*Programa Estímulo a la Producción de Gas No Convencional 2018-2021*, resolución N° 46/2017 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación).

⁷ Argentina tiene principalmente dos tipos de crudo: el Medanita y el Escalante. Por ejemplo, en 2016, durante la vigencia de la política de subsidios al barril de petróleo, el precio *sostén* de estas variedades se ubicó en US\$/bbl 67,5 (Medanita) y US\$/bbl 54,9 (Escalante) respectivamente. Claramente, el final de esta política de subsidios está llevando al precio local del barril de crudo a converger gradualmente con el internacional.

últimos años la inflación se mantuvo en torno a los dos dígitos y en la que el precio del combustible conforma un ítem básico a partir del cual se determinan los precios de muchos otros bienes, las recientes micro-devaluaciones en el tipo de cambio, que lo han llevado a un valor cercano a los \$ 20 por dólar entre enero y febrero de 2018, impactan sobre los costos de refinación y producción generando presiones al alza (del precio de los combustibles) por encima del movimiento que pueden causar los vaivenes en el costo del crudo. Por esta razón es que resulta importante que toda la cadena de la industria del P&G (tanto las empresas instaladas en el tramo *upstream* como *downstream*) busque la eficientización de costos y el logro de acuerdos con el gobierno (por ejemplo, la reducción o eliminación del impuesto a la transferencia de combustibles, o ITC) con el fin de reducir el traslado de estos aumentos al siguiente eslabón, minimizando el impacto en el bolsillo del consumidor final y morigerando su efecto en la determinación del índice de precios al consumo (IPC), que es el indicador de referencia para medir la inflación local.

II. Producción de hidrocarburos

La producción doméstica de hidrocarburos, principalmente la de petróleo, ha venido mostrando una fase descendente desde finales de la década de 1990, luego de que la industria alcanzara un máximo histórico cercano a los 50 millones de M³ en 1998 (alrededor de 850.000 barriles de producción media diaria)⁸. A partir de allí, el *output* del sector comenzó a responder a las condiciones desfavorables del entorno económico, situación que estaba ligada al modelo de crecimiento elegido durante los años 2003 a 2015, y cuya principal característica fue la aplicación de políticas que buscaban fomentar de manera desproporcional la demanda por sobre la oferta, generando de esta manera un retroceso gradual pero consistente en la inversión en casi todos los sectores productivos. Desde entonces, la merma en la producción de hidrocarburos en combinación con una demanda energética creciente decantó en una crisis de abastecimiento que debió paliarse con un incremento sustancial en la importación de gas y energía eléctrica, lo que derivó, a partir de 2011, en un importante déficit en la cuenta de energía que llegó a rozar los US\$ 7.000 millones en 2013. En la actualidad, en tanto, las perspectivas mejoran de forma progresiva como producto de las diferentes medidas que buscan apuntalar la inversión y producción en todos los sectores y que gradualmente empiezan a mostrar resultados. En ese sentido, mientras el déficit energético comienza a remitir lentamente (en los dos últimos años, por ejemplo, el *promedio* del déficit en el balance comercial de la cuenta de combustibles y energía se mantuvo en torno a los US\$ 3.000 millones), la producción de hidrocarburos y sus derivados comienza a dar algunas señales de reactivación, apoyada en las potencialidades naturales y técnicas que ostenta el país.

En particular, los importantes reservorios de gas y petróleo no convencional en la provincia de Neuquén, principalmente en la formación de Vaca Muerta, conforman uno de los principales faros a nivel global en la industria del P&G en busca de mayores inversiones para su desarrollo. Asimismo, Argentina se destaca por poseer una infraestructura bien desarrollada, que facilita las actividades en el tramo *downstream* (refinación y producción de derivados), como así también en lo relacionado a los servicios adicionales vinculados a la extracción de hidrocarburos. En el apartado de debilidades, pueden destacarse los aun elevados costos de perforación en el tramo *upstream* (principalmente en la explotación de no convencionales, donde los costos suelen ser más elevados que en la explotación de convencionales), los cuales, no obstante, se encuentran descendiendo. De hecho, aun cuando los especialistas estiman que la perforación de un pozo no convencional en la región de Vaca Muerta se encontraba en el orden de los US\$ 15 millones en 2016, empresas integradas como YPF lograron reducir esa estimación en más del 30%, es decir a US\$ 10

⁸ El Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) reporta una producción record de 49,2 millones de M³ en 1998, cifra que se convirtió a barriles diarios aplicando un factor de 6,2898 bbl/M³ prorrateado a 365 días.

millones⁹, cifra que la misma empresa afirma haber contraído a US\$ 8 millones en 2017¹⁰, logrando alcanzar un punto de equilibrio (*break-even*) por debajo de los US\$/bbl 40 y asegurando un nivel de explotación rentable comparable a la formación *Eagle Ford*, en EE.UU., que comúnmente se toma como referencia y cuyo costo de perforación quedó por debajo de los US\$ 6 millones por pozo en 2017. Si bien el costo de perforación promedio en la región de Vaca Muerta aún se encuentra por encima del observado en EE.UU., existe un rápido proceso de convergencia hacia la paridad promovido por la necesidad de las empresas por ser más eficientes y redituables en un contexto de precios bajos y por los planes orientados al sector para mejorar la productividad y reducir los costos, que pueden llevar a la Argentina en el mediano plazo a convertirse en uno de los destinos más atractivos para la perforación y producción de *shale* fuera de América del Norte.

Entre los aspectos que inciden en el costo doméstico de perforación se encuentran básicamente el laboral, el de transporte y logística y el impositivo. En ese sentido, el gobierno acordó recientemente con los representantes de los trabajadores de la industria del P&G (Sindicato de Petróleo y Gas Privado de Río Negro, Neuquén y La Pampa, y su par del Personal Jerárquico y Profesional de Petróleo y Gas Privado) y empresas que explotan la zona de Vaca Muerta, una adenda al convenio colectivo de trabajo (CCT) que contempla las particularidades de la explotación de recursos no convencionales e introduce algunas modificaciones a las condiciones laborales vigentes (principalmente en lo referido a la eliminación de las horas taxis, medidas para el ausentismo laboral y la disminución de la cantidad de trabajadores por pozo¹¹), habilitando contratos laborales que, comparados al convenio para la explotación de recursos convencionales, resultan más flexibles, permiten la reducción de los costos de producción para la industria y mejoran la productividad. De hecho, las empresas petroleras aseguran que con el nuevo acuerdo podrían recortarse significativamente los costos laborales, lo que permitiría un mayor flujo de inversiones hacia la región y la aparición de nuevas empresas decididas a explotar la formación. En efecto, además de las empresas mencionadas que operan en la zona de Vaca Muerta, otras que buscan incrementar su participación son Wintershall, Shell, Pluspetrol, ExxonMobil, Statoil y Pampa Energía. Asimismo, el gobierno tiene en carpeta la instalación de un nuevo gasoducto que permita la exportación de gas natural a Chile y un proyecto, que se llevaría adelante bajo el modelo de participación público privada (PPP), para la construcción de un ferrocarril a Vaca Muerta (que implicaría una inversión cercana a los US\$ 500 millones). Estos proyectos buscarán atender (reducir) la porción de los costos de producción relacionados al transporte y la logística.

⁹ “YPF anunció una baja en costo de producción de Vaca Muerta a US\$10 millones por pozo”, Agencia TELAM, 13 de septiembre de 2016.

¹⁰ “YPF alcanzó un nivel de explotación rentable en Vaca Muerta”, Agencia TELAM, 9 de marzo de 2017.

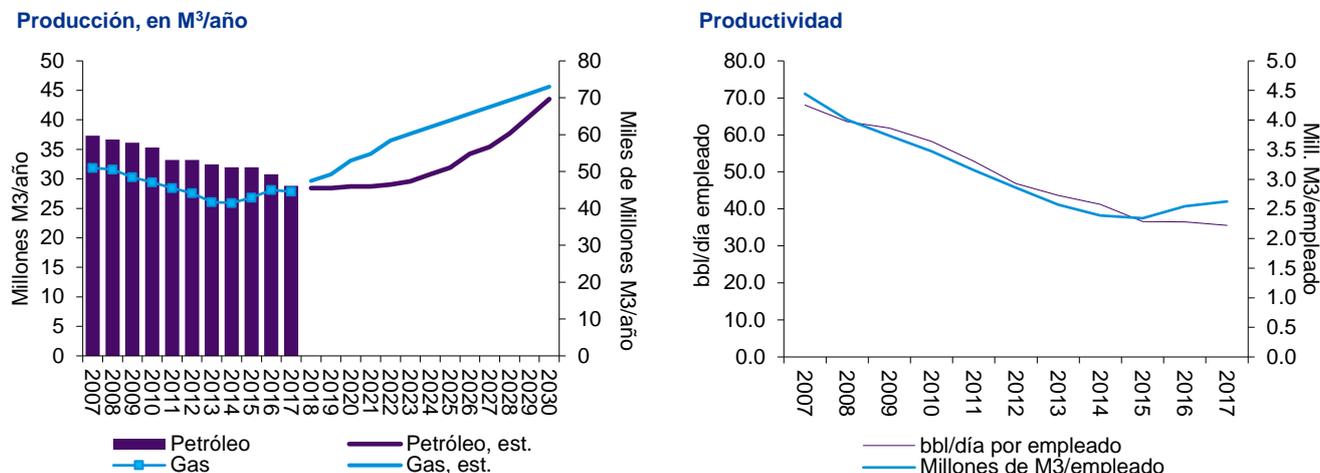
¹¹ Se estima que en Argentina se utiliza un 70% más de personal que en un pozo comparable en EE.UU. (“Las petroleras reducen costos para convivir con los bajos precios del crudo”, Agencia TELAM, 9 de octubre de 2016).

Figura N° 2

Evolución de la producción y la productividad en la industria argentina del P&G.

Proyección a 2030

(En M³ al año)



Nota: i) la proyección de los valores de producción para el período 2018-2030 fue efectuada en base a las estimaciones publicadas por el MINEM en el informe “*Escenarios Energéticos 2030*” (2017) para los escenarios *inversión* (petróleo) y *tendencial* (gas); ii) para obtener una medida *estimada* de la productividad tanto para el gas como para el petróleo se dividió la producción de estos dos recursos por el empleo total privado y registrado en la industria. **Fuente:** elaboración propia en base a datos de la Administración de Información de Energía de los EE.UU. (EIA), Ministerio de Energía y Minería (MINEM), Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) y Ministerio de Trabajo y Seguridad Social de la Nación (MTySS), 2018.

Regresando al tema de la producción, la *Figura N° 2* expone el trayecto que ha seguido esta variable y la productividad de la industria del P&G en los últimos 10 años (2007-2017), como así también una proyección de la primera hasta 2030, que fue obtenida en base a los resultados publicados en el informe *Escenarios Energéticos 2030* del MINEM (diciembre, 2017). Como puede apreciarse, la producción de petróleo sigue mostrando una senda decreciente, que comenzó a fines de los '90 y todavía busca hallar un conjunto de condiciones económicas, institucionales y políticas que le permitan revertir la tendencia y comenzar a crecer. Según las cifras publicadas por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG), en 2017 el *output* de crudo llegó a su mínimo nivel en la última década (29 millones de M³/año), pero se espera que, apoyado en la batería de medidas que se están tomando para mejorar su desempeño, la producción del sector vuelva a mostrar cifras de crecimiento que podrían ubicarse en torno al 3% anual promedio hasta 2030 (pudiendo llegar a los 44 millones de M³/año). Con respecto al gas natural, el comportamiento reciente ha sido algo diferente, ya que si bien muestra también un desempeño decreciente en la última década, su *output* comenzó a revertir esa tendencia en 2015, pasando de una producción anual de 41 mil millones de M³ (MMM³) en 2014 a 43 MMM³ en 2015, para llegar a 2017 a 45 MMM³. En particular, este comportamiento disímil respecto al crudo, ha sido el resultado de los programas estatales (principalmente el *Plan Gas* y el *Programa estímulo a la producción de gas no convencional*) que buscaron y buscan fomentar la inversión y producción de gas natural en un contexto de crisis de abastecimiento para la generación de energía eléctrica e incremento sustancial de las importaciones de productos energéticos. Hacia 2030, la senda de producción local de gas natural también es promisorio: la misma podría alcanzar los 60 MMM³ en 2025 y superar los 70 MMM³ en 2030. Más allá de estas proyecciones, que internalizan las modificaciones y medidas que el gobierno en conjunto con el sector están adoptando, el grado de éxito de las mismas, las nuevas políticas que se tomen a futuro y el comportamiento del precio externo del barril de crudo y

del MMBTU de gas; podrán afectarlas moviendo la senda de estimaciones hacia arriba o hacia abajo.

En lo referido a los niveles de productividad, medida que muestra el desempeño de la industria local en relación al empleo demandado (es decir, qué cantidad de producto genera una unidad empleada al día/año), la *Figura N° 2* muestra que mientras para el crudo se estabilizó recientemente en alrededor de 35 barriles al día por empleado, para el gas observa algún incremento que, en 2017, podría permitirle al sector alcanzar los 2,6 millones de M³ por empleado al año. El cambio de tendencia que registra la industria en esta medida de desempeño, que de aquí en más podría seguir en alza si se contabilizan los posibles resultados del nuevo CCT, las mejoras en los costos logísticos y la estabilidad en el precio del crudo; augura mejoras en la rentabilidad de los proyectos de inversión (ya que la productividad, valuada al precio del bien producido, funciona como medida de rendimiento en las evaluaciones técnico-financieras de inversión), principalmente en la cuenca Neuquina (Vaca Muerta), lo que podría atraer nuevas inversiones y justificar las proyecciones observadas en la producción.

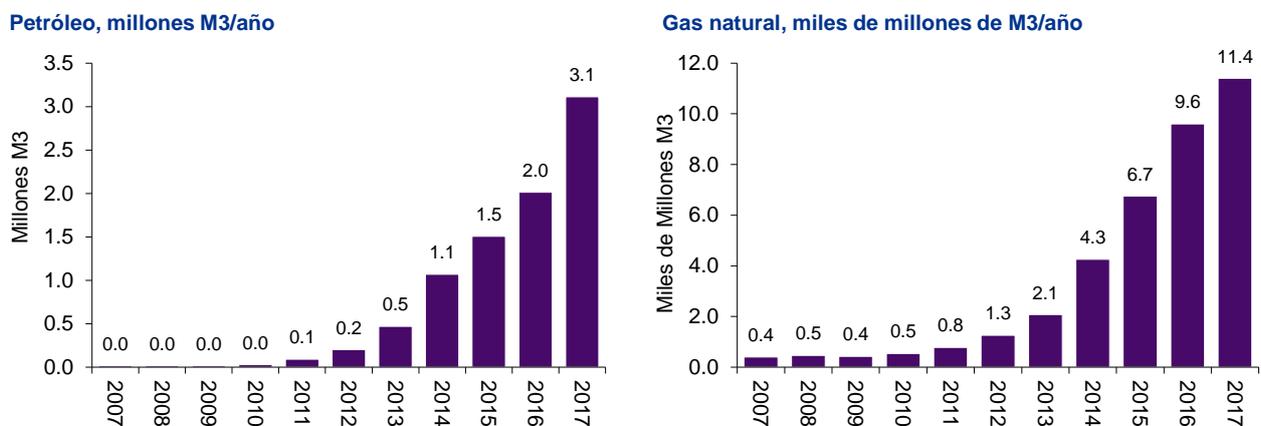
II.1. Recursos no convencionales

Como se mencionó anteriormente, el descubrimiento en Argentina de importantes recursos de hidrocarburos no convencionales (principalmente *shale*), con estimaciones de reservas técnicamente recuperables que, según fuentes confiables (EIA), se aproximarían a 27.000 millones de barriles de petróleo y 22,7 billones de M³ de gas (o 802 billones de pies cúbicos), es un hecho de suma importancia para el futuro energético del país ubicándolo como una de las economías con mayor potencial de producción en este tipo de recurso. Tan solo en Vaca Muerta se estima que se encuentra la mayor parte de las reservas recuperables totales de shale-oil (16.200 millones de barriles) y shale-gas (308 billones de pies cúbicos) existentes en Argentina. Asimismo, y como ya se alegó en otros informes, no deben dejar de contabilizarse los significativos recursos de petróleo y gas convencional, que son hoy por hoy los que más contribuyen a la producción total doméstica de hidrocarburos y conforman el principal insumo en la generación de energía eléctrica del país, como así también la potencialidad de la exploración off-shore.

Figura N° 3

Evolución de la producción de petróleo y gas no convencional. Período 2007 – 2017.

(En barriles y en M³ al día)



Nota: los niveles de producción expuestos en la figura contemplan tanto a la producción de *shale* como de *tight*.

Fuente: elaboración propia en base a datos de MINEM, Universidad Austral y Hub Energía, 2018.

En los últimos cuatro años, la producción agregada doméstica de hidrocarburos no convencionales se ha disparado, principalmente en los últimos años. Tomando como referencia solo algunos de los años del período completo de datos disponibles (ver *Figura N° 3*), puede apreciarse que mientras la producción de petróleo no convencional ha pasado de 1 millón de M³ en 2014 a superar un estimado de 3 millones de M³ en 2017, la de gas natural pasó de 4,3 miles de millones de M³ (es decir, el 10% de la producción total anual de gas natural) a un estimado 11 mil millones de M³ (27%) en igual período. Como es sabido, la Neuquina es la cuenca más importante en suelo argentino en materia de recursos no convencionales. La empresa YPF concentra gran parte de la actividad productiva en esta cuenca, principalmente en Vaca Muerta (donde también operan, entre otras, Chevron, Total Austral, PAE, Tecpetrol y Wintershall), y es la que mayores niveles de producción ostenta actualmente, explicando alrededor del 45% del *output* local total de no convencionales.

Si bien el alza reciente en la producción doméstica de no convencionales puede estar explicada por la recuperación de los precios internacionales y los incentivos locales a la producción de gas, es aún temprano para efectuar especulaciones sobre los resultados a futuro en esta materia, debido a que todavía hay muchas áreas donde las empresas están finalizando las pruebas piloto y adquiriendo el *know-how* necesario para explotar eficientemente el contenido de la roca madre en la *fase productiva*. En efecto, existen actualmente alrededor de 13 proyectos en la cuenca Neuquina, que se encuentran enmarcados en la resolución N° 46 del MINEM (es decir, el *programa estímulo a la producción de gas no convencional*, y por el cual el gas de ese origen tiene un precio *sostén*) y significarían unos US\$ 7.000 millones de inversión de aquí a 2021. En el caso del petróleo, que desde el año pasado responde al equilibrio entre oferta y demanda (en respuesta a la liberación del precio de los combustibles) y cuyo precio medio a enero del 2018 rozó los US\$/bbl 66, los analistas estiman que el barril de crudo no tocará los US\$ 80 hasta el 2035, por lo que las empresas se ven obligadas a operar reduciendo costos y aumentando la eficiencia productiva a través de la incorporación de nuevas tecnologías y procesos, buscando determinar un horizonte redituable, sea éste en términos de producción o precios. En Argentina, el gobierno está buscando propiciar e impulsar acuerdos y asignando inversión pública para contribuir con estos fines, que facilitarían en el corto a mediano plazo la inversión del sector en la producción local. Es así que el MINEM espera que la producción de 2017 haya sido un piso desde el cual despegue, estimando un cambio de tendencia y buenos niveles entre 2018 y 2021. Estas previsiones se apoyan no solo en las condiciones que se están buscando generar localmente sino en la experiencia y el *leverage* de las empresas que actúan en nuestro país, principalmente en Vaca Muerta, que aceleran la *curva de aprendizaje* local al estar trasladando todo el conocimiento y la experiencia obtenida en el mercado del *shale* de los EE.UU a nuestro país.

Sin embargo, es importante recordar que las inversiones y costos que deben afrontarse para la extracción de recursos no convencionales son mayores a los necesarios para la producción de convencionales y también debe entenderse que la velocidad de declinación en la producción del no convencional es más acelerada que para los recursos convencionales. En ese sentido, continúa siendo prioritario el fomento y la elaboración de una mayor cantidad de políticas que beneficien la actividad, como así también la articulación de nuevos acuerdos entre los gobiernos nacional, provincial y la industria del P&G con el objetivo de mejorar el clima de negocios y fomentar las inversiones para poder aislar el impacto de los precios. Si bien se ha hecho bastante en los últimos años en esta materia (políticas de subsidios al precio de hidrocarburos convencionales y no convencionales, adendas a los acuerdos laborales para reducir los costos productivos y mejorar la eficiencia, y un nivel de inversión en infraestructura en crecimiento), los principales riesgos para el desarrollo del sector de no convencionales siguen siendo la incertidumbre política, la inestabilidad macroeconómica y el comportamiento de los precios. Por estas razones, el gobierno debe profundizar sus esfuerzos para controlar el comportamiento de variables claves como la inflación, las tasas de interés, el tipo de cambio y el déficit fiscal, al tiempo que debe impulsar nuevos acuerdos para mejorar los marcos jurídicos e institucionales (un gran paso en este sentido fue, por ejemplo, la nueva ley de hidrocarburos, N° 27007, que fuera aprobada y puesta en vigencia en 2014); ya que todos estos factores inciden en los costos y en la rentabilidad esperada de las empresas petroleras,

y tanto más cuando las erogaciones/inversiones a efectuar son sustanciales, como aquellas que deben enfrentarse en la exploración y explotación de recursos no convencionales.

Asimismo, los recursos no convencionales representan una pieza clave en el rearmado de la matriz energética local, que tiene como objetivos rectores el saneamiento del déficit en la cuenta comercial de combustibles y energía eléctrica (cifra que ha logrado reducirse desde el máximo alcanzado en 2013, y que en 2017 alcanzó un estimado de US\$ 3.300 millones), la reducción de las importaciones de gas y electricidad y, finalmente, el logro del autoabastecimiento. Si bien se han hecho varios esfuerzos para incrementar la participación de los recursos renovables en la matriz de energía¹², fuentes que son sustentables, seguras y más económicas -y permiten el ahorro de divisas-; la realidad es que la misma aún sigue dependiendo fuertemente de los combustibles fósiles. Por esta razón, además de las medidas implementadas en beneficio de la industria (oferta), el gobierno efectuó otros cambios destinados a la demanda, principalmente en materia tarifaria, con el objetivo de rentabilizar la actividad en los tramos de generación, distribución y transporte de energía y gas para consumo industrial y residencial bajo un nuevo esquema que opere sin transferencias o subsidios que distorsionen los precios. No obstante, la tendencia de los precios internacionales, que se han mantenido a la baja o con alguna recuperación en el último tiempo, situación explicada por las restricciones en la producción del frente OPEP y por el incremento en la producción de gas y petróleo no convencional en los EE.UU., como así también por el menor dinamismo en la demanda internacional; contribuyen a la incertidumbre en las perspectivas de desarrollo del sector, principalmente sobre las inversiones destinadas a proyectos no convencionales¹³ que requieren además de procesos más extensos en las etapas de exploración y explotación, las cuales incluyen el estudio de la roca madre (para conocer el mejor método de fractura y maximizar la liberación del contenido) y la realización de pruebas piloto que perfeccionen el *know-how* de la industria.

III. Inversiones en la industria del P&G

En concordancia con la evolución del sector, el componente de inversión muestra alguna recuperación en 2017, luego de la fuerte caída experimentada entre 2015 y 2016 que en términos nominales estuvo en torno al 38%. Como puede observarse en la *Figura N° 4*, que muestra la evolución de esta variable y la del precio local del petróleo en los últimos diez años, la primera ha imitado casi a la perfección el trayecto de la segunda en todo el período expuesto, reflejando la incidencia crucial que los precios tienen en el desarrollo del sector. Como se argumentó en el informe anterior (KPMG, 2017), la decisión política de ubicar el precio local del crudo y del gas por encima de los internacionales a partir del 2015, a través de la implementación de los programas de estímulo a la producción de hidrocarburos (entre los que se destacan el *Plan Gas* y el *Programa estímulo a la producción de gas no convencional*) conformaron una protección efectiva que buscó amortiguar la caída de la inversión y morigerar el impacto sobre el desarrollo de importantes proyectos de extracción (principalmente de *shale*) como así también sobre el resultado de la cuenta comercial energética (y la consecuente sangría de dólares derivada de la importación de energía). Sin embargo, y a pesar de que algunos de esos programas han visto su fin durante 2017 (principalmente el *Plan Gas*, que finalizó en diciembre de 2017, y la nueva disposición del MINEM que liberó el precio doméstico de los combustibles para volver a un esquema de mercado con referencia en el precio internacional), la inversión proyectada por el MINEM para 2018 prevé un

¹² Principalmente, las leyes N° 25019/1998 (régimen de promoción para la energía solar y eólica), N° 26190/2006 (que complementó la anterior con otras fuentes como la geotérmica, la mareomotriz, la hidráulica, la biomasa y el biogás) y N° 27191/2015 (de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica), que busca que el 8% de la generación de energía eléctrica provenga de fuentes renovables para 2018 y el 20% para 2025. Asimismo, y para cumplir con los objetivos de esta última ley, el MINEM lanzó a partir de 2016 el programa de licitaciones públicas RenovAR (cuya última ronda fue efectuada en 2017).

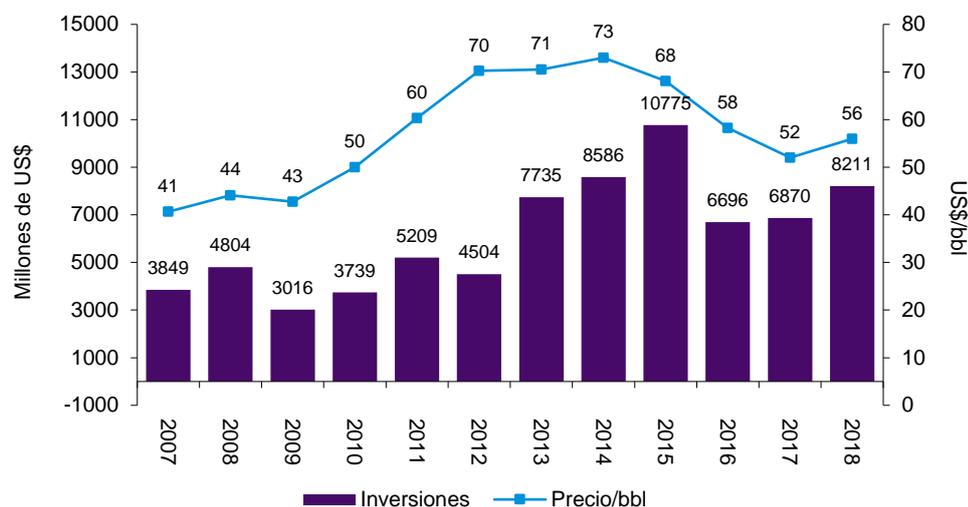
¹³ No obstante, este contexto ha funcionado como un aliciente para las empresas de energías no renovables en general, al tener éstas que funcionar en un contexto de precios bajos, lo cual las ha obligado a eficientizar sus costos de producción y operar a menores niveles de rentabilidad.

incremento nominal del 20% respecto al monto realizado en 2017, que podría superar los US\$ 8.000 millones (siguiendo el comportamiento del precio esperado para el barril de crudo, que se estima en US\$ 56 para 2018) y ubicarse en los niveles de 2014.

Figura N° 4

Inversión y precios locales en la industria del P&G. 2007-2018

Inversiones



Nota: el precio del crudo para 2018 se tomó de la proyección efectuada por el Banco Mundial (*World Bank Commodities Forecast*, octubre de 2017). La inversión afectada a 2018 es la proyectada/prevista por el MINEM.

Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM) y Banco Mundial.

Asimismo, el gobierno continúa buscando nuevas formas de promover la inversión en la industria del P&G, y tiene en cartera una batería de nuevas medidas para apuntalar la producción convencional, no convencional (onshore) y offshore. Entre éstas se destacan el nuevo régimen de importación de equipos usados para la industria hidrocarburífera (decreto N° 629/2017), que permite agilizar la importación de bienes usados que la industria local no puede proveer; la mencionada adenda al convenio laboral (CCT) acordada entre el gobierno y la industria para reducir los costos laborales y mejorar la eficiencia; los proyectos que buscan mejorar la infraestructura del sector (como el tren a Vaca Muerta o el plan de obra para un nuevo gasoducto que permita exportar gas natural a Chile); y, entre otros, el plan de licitación para zonas offshore (para las cuales el sector cuenta con empresas de amplia trayectoria en este tipo de explotación, o la extensión de los incentivos a la producción de gas no convencional en Vaca Muerta para los proyectos en etapa de desarrollo (resolución 419E del MINEM), que beneficia a las empresas que se encuentran desarrollando en la actualidad pruebas piloto en varios pozos de la zona a partir de cuantiosas inversiones (que van de US\$ 100 millones a US\$ 300 millones).

Sin embargo, dado que estas reformas pueden llevar algún tiempo en plasmar resultados, el entorno de precios persistentemente bajos de las materias primas puede jugar en contra y reducir el apetito de los inversores extranjeros en el sector. Asimismo, y aunque YPF ha logrado reducir los costos iniciales en los últimos dos años (principalmente los de perforación), se cree que las ganancias son aún marginales en la actividad de no convencionales, lo que podría también limitar la inversión y el gasto de capital (CAPEX). No obstante, a medida que el mercado comienza a recuperarse y los productores de *shale* mejoran sus estrategias de exploración (adquiriendo el *know-how*), Argentina mejora su perfil como uno de los principales destinos para la inversión internacional en hidrocarburos.

Consideraciones finales

Como ha sido regla en los últimos años, el comportamiento de los precios continúa afectando la producción de hidrocarburos nacionales e internacionales y distribuyendo la masa total de inversiones hacia las regiones que, en un escenario aún incierto, ofrezcan el mejor ambiente posible para el negocio petrolero. Las restricciones en la oferta de crudo que lleva adelante el frente OPEP y sus socios en conjunto a los efectos de la elevada producción en los EE.UU., arrastran al precio de los hidrocarburos por una senda sin definir pero que, a juzgar por los últimos datos y las proyecciones del Banco Mundial, muestran una tendencia al alza para el 2018 y años venideros.

En el plano local, en tanto, se han buscado establecer buenas condiciones internas para fomentar la inversión y la producción hidrocarburífera luego de años de postergación y un desempeño exiguo, explicado por la batería de políticas que privilegiaron el consumo doméstico pero sin medidas que impulsaran la oferta, lo que resultó en la generación de un importante déficit comercial en la cuenta energética que, desde 2011, erosiona el colchón de divisas del BCRA y limita el uso de esta importante fuente de recursos para otros fines. En un entorno de caída en los precios de los principales commodities energéticos, el gobierno buscó desde el año 2015 establecer medidas que apuntalaran el desempeño de la industria del P&G por medio del mantenimiento de un programa de subsidios que implantaran un *precio sostén* doméstico para la producción local de hidrocarburos y poder así explotar la gran potencialidad de recursos no convencionales existentes en nuestro suelo, principalmente en Vaca Muerta (donde se encontrarían la mayor parte de las reservas recuperables totales de shale-oil y shale-gas existentes en el país). Asimismo, en los dos últimos años el gobierno ha buscado formar acuerdos con los actores del sector (adenda a los convenios colectivos de trabajo) para reducir los costos laborales y mejorar los niveles de productividad, como así también ha levantado las restricciones existentes para la importación de bienes de capital y anunciado nuevas inversiones en infraestructura que buscarán comprimir los costos logísticos. Si bien es cierto que, en conjunto con el *Plan Gas*, el programa de subsidios al precio doméstico del barril de petróleo ha visto su fin en 2017, liberándose de esta manera el precio de los combustibles, persisten otros programas como el de *estímulo a la producción de gas no convencional* para la provincia de Neuquén (que tendrá vigencia hasta 2021), el cual recientemente ha sido extendido para los proyectos en etapa de desarrollo y promovido sus beneficios a otras cuencas como la Austral.

Por otra parte, y como complemento estratégico, sigue siendo crucial el desarrollo de los recursos renovables, que resultan indispensables para diversificar la matriz energética. Si bien pueden contarse como sólidas la iniciativa del Estado por elaborar una nueva ley de fomento a la inversión en fuentes renovables para la generación de energía eléctrica (ley N° 27191/2015, de fomento a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables) y las rondas de licitación RenovAR para la adjudicación de proyectos de inversión en esta materia (programa que hasta 2017 ha adjudicado alrededor de 147 proyectos, por un total de 4467 MW de potencia a un precio promedio cercano a US\$ 55 por MW/h), que tienen como objetivo incrementar la participación de estas fuentes en la matriz eléctrica nacional y contribuir a reducir las importaciones de combustibles fósiles, aún resta mucho por hacer en este apartado.

Asimismo, y como ya se ha comentado previamente en otros informes, es importante diagramar una estrategia de diversificación en la producción energética, de tal forma que se creen los incentivos y las condiciones necesarias para fomentar y distribuir la inversión local entre los diversos recursos y fuentes de generación. Ello encuentra asidero en varios factores. En primer lugar porque la explotación de recursos no convencionales, si bien importantes y teniendo en cuenta el ritmo actual de explotación, solo redituarán a futuro. En segundo lugar, porque aún quedan por explotar importantes reservas de recursos hidrocarburíferos convencionales en nuestro país (estimadas a 2016 por EIA en alrededor de 2.400 millones de barriles de petróleo y en más de

0,3 billones de M³ de gas en reservorios probados convencionales). Finalmente, porque la producción de energía renovable conforma un factor que, además de contribuir a la diversificación de la oferta energética, resulta significativamente más sustentable en el tiempo que el resto de las opciones.

En efecto, la evolución de corto plazo de la industria global de P&G estará más relacionada con la acumulación y consumos de stocks, como así también con las expectativas que el mercado concentre sobre la consistencia de estas tendencias en el tiempo, las que serán cruciales para afectar las variables más sensibles como son la inversión, la producción y los precios del sector. En materia local debemos adicionar las buenas perspectivas de desarrollo que se esperan y se anuncian para los recursos hidrocarburíferos no convencionales y el de los recursos renovables que también forman parte de la matriz energética nacional.

Algunas referencias

Banco Mundial - *"World Bank Commodities Price Forecast"*, octubre de 2017.

HUB Energía - *"Unconventional Oil & Gas in Argentina. Annual Report 2017"*, HUB Energía, 2017.

KPMG - *"Industria del P&G: Cuatro temas relevantes para 2017"*, KPMG Argentina, 2016.

KPMG - *"Petróleo y Gas - Balance de la década, perspectivas y desafíos del sector en la Argentina (2005-2015)"*, KPMG Argentina, 2015.

MINEM - *"Escenarios Energéticos 2030"*, Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico, MINEM, 2017.

MINEM - *"Informe Estadístico Anual"*, Centro de Información Energética, Dirección Nacional de Información Energética, Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico, MINEM, 2016.

"Afirmar que la actividad en Vaca Muerta muestra signos de reactivación", Ambito.com, noviembre de 2017

"La OPEP extiende a diciembre de 2018 el recorte de la producción de petróleo", El Cronista, 1° de diciembre de 2017.

"Macri firma convenio de Vaca Muerta y logra la primera flexibilización laboral", El Cronista, 10 de enero de 2017.

U.S. Energy Information Administration (EIA) - *"World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment: Energy Information Administration-Advanced Resources International"* de 2013.

"YPF anunció una baja en costo de producción de Vaca Muerta a U\$S10 millones por pozo", Agencia TELAM, 13 de septiembre de 2016.

"YPF alcanzó un nivel de explotación rentable en Vaca Muerta", Agencia TELAM, 9 de marzo de 2017.

"Hidrocarburos: 2017, un año muy productivo para los no convencionales", DEFonline, febrero de 2018.

Autores

Diego Calvetti

**Socio Líder de Petróleo y Gas
KPMG Argentina**

Matías Cano

**Gerente de Mercados
KPMG Argentina**

Contactos

Néstor García

Socio Líder de Energía y Recursos Naturales
KPMG Argentina

T: +54 11 4316 5870

E: nrgarcia@kpmg.com.ar

Diego Calvetti

Socio Líder de Petróleo y Gas
KPMG Argentina

T: +54 11 4316 5644

E: rcalvetti@kpmg.com.ar

kpmg.com.ar



@KPMGArgentina



KPMG Argentina



KPMG Argentina



KPMG AR Talentos

La información aquí contenida es de naturaleza general y no tiene el propósito de abordar las circunstancias de ningún individuo o entidad en particular. Aunque procuramos proveer información correcta y oportuna, no puede haber garantía de que dicha información sea correcta en la fecha que se reciba o que continuará siendo correcta en el futuro. No se deben tomar medidas en base a dicha información sin el debido asesoramiento profesional después de un estudio detallado de la situación en particular.

© 2018 KPMG, una sociedad civil argentina y firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Derechos reservados.