

ANÁLISIS DE COSTOS, *BREAK-EVEN* Y PERSPECTIVAS DE LA OFERTA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Autor: Lic. A. Horacio Lazarte

Director: Dr. Daniel G. Montamat

2020



MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA

Contenido

Introducción.....	4
Parte 1. Antecedentes.....	6
Estrategia gradual y reedición de esquema de incentivos.....	8
Nuevo escenario.....	11
Nuevas reglas para el mercado de gas.....	12
Rol de CAMMESA	12
Situación actual de abastecimiento de la demanda	14
Parte 2. Precios de corte mínimos de cobertura de costos operativos y de capital por tipo de explotación gasífera para Argentina	17
Parámetros de estimación utilizados	17
Consideraciones metodológicas.....	19
Estructura de costos CAPEX/OPEX	19
Costos fijos y variables	20
Punto de equilibrio - <i>Break-even</i>	21
Estimación de costos de producción de gas natural a partir de precios <i>break-even</i>	24
Esquema de cálculo de precio <i>break-even</i> para el total del país en U\$S/MMBTU.....	24
Resultados	28
Estimación de costos de producción de gas natural por diferentes cuencas y áreas.....	30
Curva de oferta de gas natural de acuerdo a precios de corte <i>break-even</i>	34
Oportunidades de mejora de competitividad hacia adelante	38
Explorando en mejora en prácticas de reducción de costos	39
Parte 3. Potencialidad de incremento de la oferta de gas natural dados los costos actuales.....	41
Supuestos utilizados para las estimaciones	41
Precios de referencia internacional	41
Precios y tarifas de gas natural	45
Demanda de gas natural	49
Infraestructura: Plantas flotantes de regasificación (FSRU).....	52
Producción.....	52
Prospectiva de producción de gas 2030.....	53

Escenario 1	53
Desarrollo de áreas no convencionales, continuidad de incentivos y convergencia.....	53
Escenario 2	57
Menos inyección local, mayores importaciones.....	58
CONCLUSIONES	60
Referencias Bibliográficas	62
Anexo I - Esquema de cálculo para área no convencional representativa	64
Anexo II – Balances de gas natural proyectados por Escenario:.....	65
Anexo III - Cálculo de costo promedio ponderado de capital actual para YPF:	67
Anexo IV – Flujos de fondos	69

Introducción.

Existe una elevada expectativa en los recursos no convencionales de gas natural en Argentina respecto de su aporte a la generación de divisas a la economía en general, y sobre todo para lograr la seguridad energética, incluso con una posibilidad de alcanzar una oferta potencial suficiente que permita a la Argentina insertarse en el mercado global como exportador de GNL. Dicha expectativa surge a partir de la publicación de una serie de reportes sobre de evaluación de recursos técnicamente probados de *shale* gas realizados por la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA) inicialmente publicado en 2011, con actualizaciones periódicas que ubican a la Argentina como el segundo país con mayores recursos de gas en el mundo después de China, con 801,5 trillones de pies cúbicos.

A raíz de lo anterior, se instala tanto en el imaginario colectivo como en diversas publicaciones de estimaciones de producción la mención de cuantiosos recursos poniendo énfasis en las prometedoras divisas que generaría su explotación, aunque sin considerar los costos económicos y precios mínimos para su desarrollo. De hecho, la EIA define los recursos técnicamente probados como aquellos volúmenes recuperables de petróleo y gas natural que se podrían producir con la tecnología actual, independientemente de los precios del petróleo y gas natural y los costos de producción.

En este trabajo se pretende cuantificar el aporte a la oferta de gas natural de la Argentina a partir del ingreso a producción de áreas considerando sus costos de producción. Esto, mediante la construcción de una curva de oferta en diferentes escenarios de los precios de mercado.

A partir de un análisis de precios de corte que cubren los costos de producción (de capital, operativos, impuestos y tasas), se apunta a cuantificar las posibilidades de aumentar la oferta de gas natural, bajo la hipótesis de que no es posible el desarrollo de la oferta de gas natural para alcanzar la seguridad energética a los precios vigentes. También se evaluarán diferentes escenarios alternativos de precios (optimista y pesimista), de acuerdo con precios estímulos, proyectados, y posibles esquemas a adoptar. Dados estos escenarios, se realiza una evaluación de áreas en desarrollo, etapa piloto o a desarrollar considerando los costos de desarrollo.

De esta forma, el aporte pretende dimensionar la posible oferta de gas natural, la potencialidad exportadora y las necesidades de importación.

El trabajo se estructura en una **primera parte** donde se realiza una descripción de la situación del gas natural en Argentina, las principales medidas llevadas a cabo por las autoridades de aplicación que afectaron al sector y el estado de abastecimiento del sistema.

En la **segunda parte**, a partir de los perfiles productivos de las áreas de producción gasífera y los flujos de fondos de cada una de ellas considerados como un proyecto en particular, se calculan los precios de corte *break-even* por los cuales los proyectos cubren los costos de capital, operativos e impuestos. Se obtiene un precio *break-even* de promedio ponderado por volumen de producción para cada tipo de explotación en el país.

En la **tercera parte**, se realizan estimaciones de producción, a partir de los precios de corte calculados y los proyectos a ingresar de acuerdo con los precios esperados y estimaciones de

demanda, se obtiene un balance de gas natural a 2030 con el objetivo de verificar las posibilidades de autoabastecimiento y posibles saldos exportables. Se evalúan dos escenarios (optimista y pesimista), de acuerdo con los supuestos de precios utilizados.

Teniendo en cuenta la performance productiva de gas natural de los últimos años, considerando las reformas y los planes de incentivos al productor, hasta el año 2019 se ha efectivizado un incremento de la oferta. Esto en mayor medida es explicado por los resultados de los proyectos bajo la órbita de los incentivos a la producción no convencional. En lo que va del año 2020 la nueva Administración ha anunciado el lanzamiento de un nuevo plan de incentivo para estimular la inversión y aumentar la oferta doméstica que viene arrastrando una caída de alrededor del 8% respecto al año anterior.

La creciente necesidad de importación de gas natural desde el año 2011 impulsó la implementación de esquemas de incentivo a la oferta que garantizaron un precio de 7,5 dólares por millón de BTU (U\$S/MMbtu) a la producción incremental respecto a una curva de base acordada. Con diferentes versiones de programas de incentivos desde el año 2013 a través de los planes denominados Gas Plus, y, luego, a través de la Resolución 46-E del año 2017 se creó el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales. En ella se estableció un precio mínimo de 7,5 U\$S/MMbtu en el año 2018, con una reducción gradual por año, abonando el Estado la diferencia entre el precio obtenido en el mercado y el precio estímulo del Programa, con una trayectoria de 7 U\$S/MMbtu en 2019, 6,5 U\$S/MMbtu en 2020 y 6 U\$S/MMbtu en 2021. Los esquemas de incentivo dieron sus frutos, al menos en el corto plazo y la oferta local de gas natural se recuperó a partir del 2015 luego de diez años de caída consecutiva, con una senda de crecimiento a una tasa promedio del 5% anual, aunque el despegue estaba mayormente explicado por dos áreas beneficiadas por esos programas. El crecimiento de la producción doméstica de gas natural se vio fuertemente interrumpido desde fines del año 2019, ante las dificultades del Estado Nacional para cumplir con las erogaciones previstas en dicho esquema, lo cual llevó a una disputa con el sector productor.

Respecto a los precios que pagaba la demanda, anteriormente se había pasado de un esquema original en 2017 de convergencia gradual de tarifas que brindaban un horizonte de precios en el *upstream* hacia la paridad de importación de GNL, a un esquema de subastas que llevaron a una situación de mayor competencia en este último segmento, lo que derivó en el año 2019 a hechos impensados para la realidad vivida en los años recientes en el mercado de gas. Uno, contar con períodos de sobreoferta en los meses fuera de invierno ante las dificultades de evacuación por la falta de infraestructura y el desarrollo de nuevas demandas; y otro, a reducciones en las cotizaciones en los precios del mercado de gas natural, que quedaron muy por debajo de los precios estímulo y de los precios de convergencia inicialmente planteados en el esquema original de ajuste gradual.

Sin embargo, la volatilidad del tipo de cambio ocurrida durante los años 2018 y 2019 afectó fuertemente los precios percibidos por el productor, dado que las tarifas percibidas en pesos debían trasladar los precios de los contratos de compraventa entre productores y distribuidores celebrados en dólares. A los fines de reducir esta volatilidad, se sancionó el Decreto 1053/18, el cual determinó que no podría trasladarse automáticamente a los usuarios el mayor costo en pesos por variaciones de tipo de cambio. Esto sumó otra dificultad desde el punto de vista del productor, que pasaba a

asumir el riesgo cambiario a la hora de efectuar el *pass-through* del precio del gas a las tarifas de los consumidores cautivos.

Estos hechos marcan interrogantes a la hora de evaluar las posibilidades de desarrollo de proyectos que contribuyan a aumentar la oferta de gas natural, en especial los no convencionales. En consecuencia, resulta crucial estimar los costos de producción de gas natural en sus diferentes tipos de explotación, y analizar precios de corte por los cuales las áreas se tornan comercialmente explotables, considerando lo acontecido en los últimos años en cuanto a la reducción de los precios que percibe el productor, y las consecuencias que se pueden derivar de un eventual escenario de pesificación de tarifas (que incluya la pesificación del precio del gas natural).

¿Cuál es el precio mínimo requerido que cubre los costos de capital, operativos e impuestos para los distintos tipos de áreas a desarrollar en Argentina?; ¿Cuáles son las posibilidades de incrementar la oferta de gas natural a los precios actuales percibidos por el productor, teniendo en cuenta los precios de corte de las áreas a evaluar para el cual estas son comercialmente explotables?, ¿Cuáles son las perspectivas de producción y desarrollo de las áreas, considerando un escenario de congelamiento o dificultades para el *pass-through* a los consumidores finales?

Parte 1. Antecedentes

Para un análisis sobre el panorama del sector gasífero, resulta ineludible destacar que el escenario de desenvolvimiento actual del sector energético en su conjunto, se vio envuelto en una importante incertidumbre, influenciado primero por los resultados de las elecciones Primarias Abiertas Simultáneas y Obligatorias (PASO) del 11 de agosto y las medidas de emergencia de restricciones cambiarias y congelamiento de las tarifas que se adoptaron con posterioridad a estos resultados, y luego de las mencionadas elecciones y el cambio de Gobierno, por la Pandemia¹ del Corona Virus 2019 (COVID-19) y las medidas adoptadas en consecuencia.

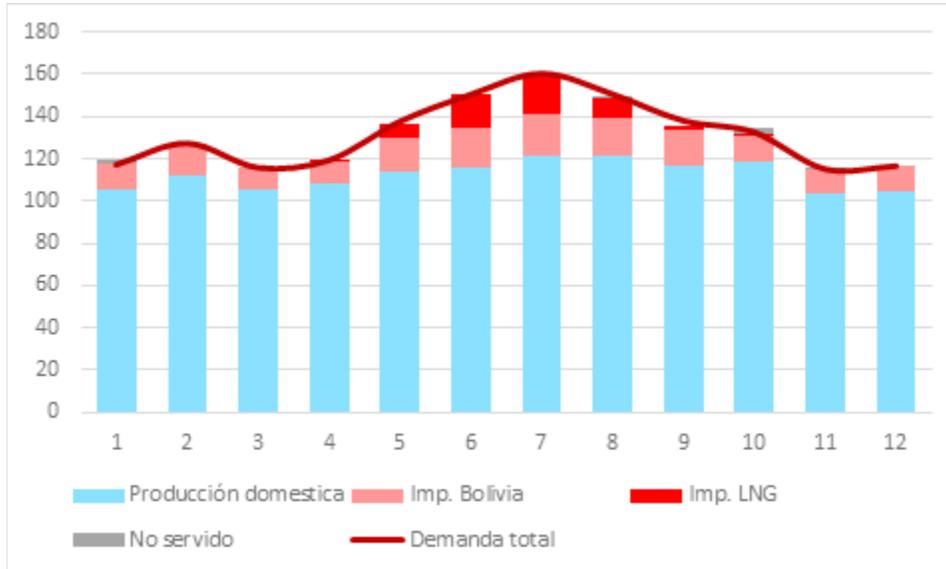
El mercado de gas natural argentino, se encuentra marcado por una fuerte estacionalidad de la demanda durante los meses invernales, la cual durante el tercer trimestre del año pasa a superar los 150 millones de metros cúbicos diarios (MMm3d), frente a un promedio de 123 MMm3d para el resto de los meses. Dicho pico invernal es cubierto por importaciones de gas natural licuado (GNL), mientras que el déficit estructural del resto del año es cubierto por importaciones desde Bolivia por medio del gasoducto Juana Arzurduy.

El problema energético, asociado al déficit estructural del mercado gasífero deriva en un problema en la balanza de pagos, que se agravó con el pasar de los años (hasta el 2010 la balanza comercial energética era superavitaria) dadas las necesidades de importación de gas natural cuyos costos mayormente son soportados por el Estado Nacional mediante subsidios que agravan el deterioro fiscal, pero al mismo tiempo implican una pérdida de reservas internacionales, considerando que el saldo deficitario del sector energético y las divisas necesarias para dicha importación también son aportadas por el Estado Nacional. Este problema se potencia en la medida que no se dan las

¹ Declarada por parte de la Organización Mundial de la Salud el 11 de marzo del corriente

condiciones de explotación comercial que apunten a mejorar la provisión de gas desde fuentes domésticas.

Gráfico 1 – Balance nacional de gas natural por fuente de abastecimiento por mes – Millones de metros cúbicos diarios



Fuente: elaboración en base a ENARGAS y Secretaría de Energía. Promedio año 2019

Es oportuno repasar el escenario predominante hasta el año 2019. A partir del año 2016 se apunta hacia la normalización del sector mediante la implementación de un nuevo esquema tarifario que tendía a la remuneración de los costos de la cadena de valor del sector, la reducción de los subsidios a la demanda y del consumo no responsable.

Recordemos que el sector energético venía de un déficit comercial superior a los 4.000 millones de dólares (MMU\$) y con una cuenta de subsidios presupuestarios a la energía de alrededor de U\$S 18.000 MM anuales hasta 2015.

Posteriormente, a partir del año 2016 se pasó a una estrategia de un nuevo esquema tarifario orientada a promover inversiones en exploración y explotación de gas natural, garantizar su abastecimiento y emitir señales económicas, con el objeto de incorporar nuevas reservas, aumentar la producción doméstica y lograr que en el mediano y largo plazo dichos precios resulten de la libre interacción de la oferta y la demanda². No obstante, dicha estrategia se encontró interrumpida, ante la dificultad por parte de la sociedad de enfrentar las actualizaciones tarifarias reflejada en presentaciones de recursos de amparo judiciales que luego avaló la Corte Suprema de Justicia, adoptando el país un sendero de sinceramiento de precios.

Vale recordar que con anterioridad al esquema de sinceramiento desde el 2016, los precios percibidos fueron regulados por el Estado desde el año 2002 cuando se emitió la ley de Emergencia Económica 25.561.

²De acuerdo a los considerandos de la Resolución 28/2016 que determina los nuevos precios del gas natural

Posteriormente, el ex Ministerio de Energía y Minería sancionó las Resoluciones 28/2016 y 31/2016 donde se establecieron incrementos de los precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y en las tarifas de distribución y transporte a implementar a partir del mes de abril del 2016. En consecuencia, el precio PIST promedio ponderado a partir de abril de 2016 habría quedado a 4,7 U\$S/MMbtu para el segmento residencial y 4,8 para el promedio ponderado de la demanda.

Estrategia gradual y reedición de esquema de incentivos

Este esquema tuvo que ser replanteado ante la falta de asimilación por parte de la sociedad, y los recursos de amparo presentados, adoptándose un camino gradual hacia alcanzar un precio objetivo de 6,7 U\$S/MMbtu, en un principio en octubre de 2019, con aumentos progresivos durante los meses de octubre y abril de cada año teniendo en cuenta el tipo de cambio vigente y el valor del precio objetivo en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) en cada momento, hasta llegar a la eliminación total de los subsidios en el año 2019. Sin embargo, este esquema también debió ser replanteado para adoptar una estrategia de revisiones semestrales mediante autorizaciones de aumentos tarifarios por parte del ENARGAS, con un tipo de cambio fijado por dicho Organismo³.

Esta situación llevó al Gobierno de ese entonces a una estrategia de convergencia suavizada hacia los costos de abastecimiento del sistema, complementado con un esquema de incentivos a la producción mediante un precio estímulo para la producción no convencional (Resolución 46-E/2017).

Las necesidades de importación de gas natural y los subsidios para la estrategia gradualista de convergencia llevaron a la implementación de un esquema de incentivo a la oferta que garantizaba un precio estímulo de 7,5 dólares por millón de BTU (U\$S/MMbtu) en el 2018, abonando el Estado la diferencia entre el precio obtenido en el mercado por la oferta subsidiada y el precio estímulo, pero con una trayectoria decreciente de 7 U\$S/MMbtu en 2019, 6,5 U\$S/MMbtu en 2020 y 6 U\$S/MMbtu en 2021. A diferencia de los esquemas de incentivos anteriores que remuneraban toda producción definida como incremental con una tasa de declinación determinada y reconocida, este programa apuntó a subsidiar sólo aquella producción no convencional con una remuneración al proyecto aprobado, más allá de los volúmenes extra que aportaría el mismo por encima de los volúmenes aprobados.

La implementación del esquema de incentivo había dado sus frutos y la oferta local de gas natural se recuperó a partir del 2015 luego de diez años de caída consecutiva, con un crecimiento promedio anual de 3,6% hasta el año 2019. Esto se debió mayormente al volumen aportado por parte del proyecto Fortín de Piedra, principal beneficiario del programa de incentivos mencionado anteriormente.

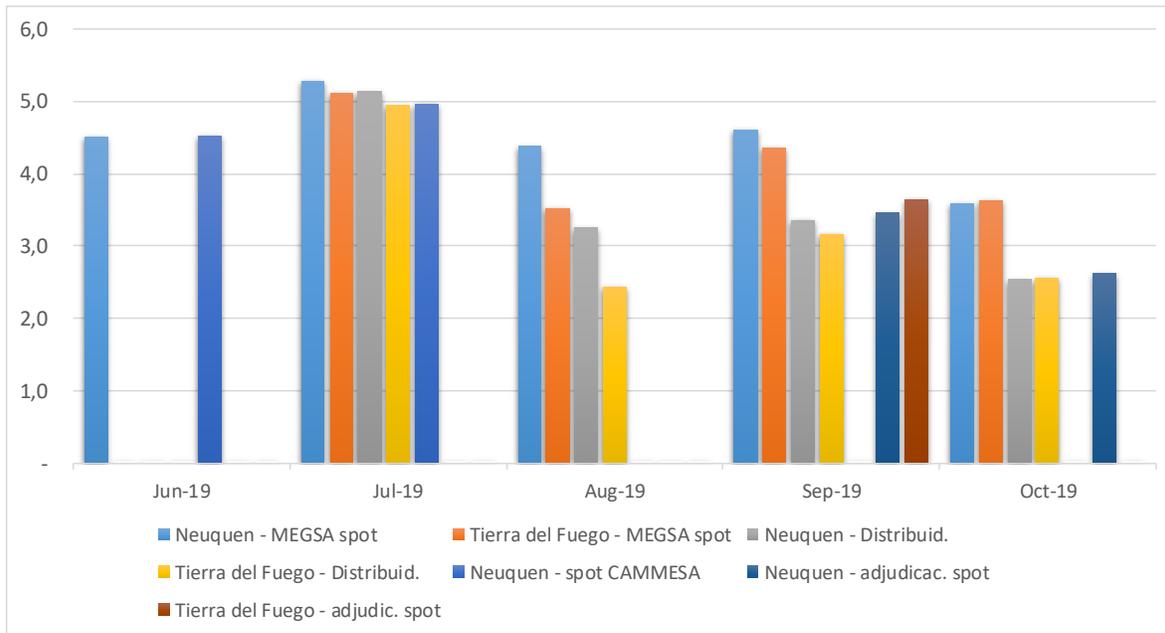
³ Resolución 74 E-2017 Secretaría de Gobierno de Energía.

Lo anterior derivó en el hecho de contar con períodos de sobreoferta de gas en períodos estivales por cuestiones de demanda estacional que llevaron a una reducción de las cotizaciones locales a partir de la implementación del esquema de subastas desde mediados de 2018, que se profundizan en el 2020, con precios de corte para el productor en PIST inferiores a los 2 U\$\$/MMbtu en determinadas cuencas y períodos, motivado además por el esquema de subastas en el mercado eléctrico que llevaron a una situación de mayor competencia.

Las subastas se implementan en el verano de 2019 en el mercado electrónico de gas (MEGSA), siendo la primera abierta para la firma de contratos de compraventa entre proveedores (productores y comercializadores) y compañías de distribución. Previamente se había lanzado una subasta en agosto y diciembre de 2018 para la contratación de volúmenes interrumpibles para las usinas eléctricas por parte de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) para el período septiembre-diciembre de 2018. En el año 2019, se realizó una subasta de volúmenes en firme en pesos para recontractar demanda de parte de las distribuidoras locales hasta marzo de 2020.

Una mayor oferta de gas producto de los subsidios, por un lado, y las subastas por el otro, explicaron las bajas en los precios hasta el momento inusuales en el mercado de gas anteriormente mencionado. Por un lado, los subsidios a parte de la oferta, llevaron a incentivar a productores que accedían a dicho beneficio a ofrecer precios más bajos para asegurarse el ingreso en la subasta, pero, por otro lado, estas bajas condicionaban al resto de los precios y al resto de los productores. De esta forma, los precios en subastas se habían reducido tanto para el esquema de *price cap* adoptado por CAMMESA como para el resto de la demanda.

Gráfico 2 – Precios de subastas del mercado electrónico de gas natural -U\$\$/MMbtu



Fuente: elaboración en base a MEGSA, y Secretaría de Energía

Respecto al segmento de distribución. En febrero de 2019, el ENARGAS convocó a audiencias públicas, a los fines de avanzar en la actualización de tarifas contemplando un conjunto de variables que constituyen el costo tarifario para lo que sería próximo período invernal.

Aunque los contratos de gas en boca de pozo pautados por las distribuidoras y productores fueron establecidos en dólares, debido al contexto macroeconómico y la elevada volatilidad del tipo de cambio vivida desde el año 2018, trasladar esos precios a las tarifas establecidas en pesos era una dificultad mayúscula si se quería respetar los valores en dólares pautados (Carta Energética Montamat y Asociados N° 43). En consecuencia, hacia fines del mencionado año, se apuntó a implementar medidas orientadas a subsanar este descalce, como la implementación del esquema de subastas apuntando hacia una mayor competencia en el mercado de producción de gas – mencionado anteriormente- y se establecieron, entre otras cuestiones, las condiciones respecto al tipo de cambio a tomar de referencia.

En ese sentido, el Decreto 1053/18 determinó que las diferencias del tipo de cambio no podrán trasladarse automáticamente a las tarifas domésticas. En dicho decreto, el Estado Nacional asume, con carácter excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. Debido a las diferencias del tipo de cambio (dado que, en los cuadros tarifarios los precios habían sido fijados a valor del dólar de \$20,18, y ese año había saltado a \$37,40), el ENARGAS dispuso una compensación de \$24.500 millones en 30 cuotas. “El Estado Nacional asumió, con carácter excepcional el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período”⁴.

Los elementos que se evaluaron en las tarifas fueron la variación de los componentes regulados conforme a la evolución de indicadores locales; el valor y los ajustes del costo del gas natural; y la nueva tarifa de transporte ajustada (Carta Energética M&A N° 43).

En este proceso de ajuste de los componentes regulados de las tarifas se consideraron las de transporte y márgenes y cargos fijos de distribución por un incremento del 26% correspondiente a la variación del *IPIM* (Índice de Precios Mayoristas), aunque la cifra pretendida por la principal distribuidora era de 35,6%.

En este marco, el ENARGAS definió para ser considerado en las tarifas un precio de gas en boca de pozo que, considerado al tipo de cambio de 41 \$/U\$, ascendía a los USD 4,02 MMBTU para usuarios de servicio completo en el período invernal de 2019.

⁴ Artículo 7°. Decreto 1057/2018

Nuevo escenario

Luego de las elecciones Primarias Abiertas Simultáneas y Obligatorias (PASO) del día 11 de agosto de 2019, cuyo resultado implicaba una elevada posibilidad de cambio de Gobierno y, por lo tanto, en las políticas tanto sectoriales como macroeconómicas, se produjo un nuevo salto del tipo de cambio de referencia del 30% entre el viernes anterior a dicha elección y tres días hábiles posteriores –pasando de 45,40 pesos por dólar a 58,83⁵.

Con el salto del tipo de cambio, el valor en dólares percibido por el productor se vio seriamente afectado. El valor promedio del gas para aquellas categorías abastecidas por las Distribuidoras resultaba en los 4,62 por U\$S/MMbtu, con una relación cambiaria de 41 pesos por dólar \$/U\$S.

Considerando el nuevo escenario del tipo de cambio, la valorización del gas natural pasó a unos 3,32 U\$S/mmbtu, a un valor de la divisa de 57 \$/U\$S. Si se tiene en cuenta que en la actualidad, estos valores siguen fijos en pesos, el precio de gas en boca de pozo pagado por el segmento de distribución llega en el momento de redactar estas páginas a USD 2,49 por MMBTU (Carta Energética N° 43 – Montamat y Asociados).

Mientras tanto, mediante la Resolución de la Secretaría de Energía 521/2019, se definió aplazar el ajuste semestral que debía implementarse en octubre de 2019, sobre los márgenes de distribución y las tarifas de transporte. Su postergación se preveía en principio hasta enero de 2020, aunque a la fecha no se han ajustado.

La Secretaría de Energía había decidido compensar a las operadoras del área mediante la postergación de las inversiones comprometidas en la pasada Revisión Tarifaria Integral, “disponiendo la revisión y adecuación en su exacta incidencia de las inversiones obligatorias”⁶.

Bajo el nuevo escenario, y sin actualización de tipo de cambio a la vista reconocida por el ENARGAS, el costo del gas reconocido se deteriora al ritmo de la devaluación. También se han diferido las actualizaciones de tarifas de transporte y distribución por índice de precios mayoristas.

Es entendible que una actualización de tarifas en pos de sostener precios en boca de pozo en dólares mediante su *net-back*, considerando la elevada volatilidad y sucesivas devaluaciones de la moneda local, resulta de difícil aplicación en un contexto de fuerte crisis económica, pero la falta de perspectivas sobre su sinceramiento pone interrogantes en cuanto a la continuidad de los compromisos de inversión, cuya postergación se encuentra avalada en una Resolución oficial. También pone un techo en los precios del gas negociados entre privados. Esto último, achica el espectro de proyectos viables de gas no convencional.

⁵ Comunicación A 3500 Tipo de Cambio Mayorista del Banco Central de la República Argentina

⁶ Artículo 2° Resolución 521/2019 Secretaría de Gobierno de Energía.

Nuevas reglas para el mercado de gas

El nuevo Gobierno asumido en diciembre de 2019 en principio, congeló las tarifas de distribución y redujo los precios tope (*price cap*) en las subastas de CAMMESA, lo que impactó fuertemente en los productores. Adicionalmente, los efectos causados por la pandemia del COVID-19 declarada por parte de la Organización Mundial de la Salud el 11 de marzo del corriente y las medidas de Aislamiento Social Preventivo Obligatorio impuestas mediante el Decreto N° 297/20 desde el 20 de marzo de 2020 (y extendida durante el año mediante los sucesivos Decretos⁷) generaron un retraso en los pagos por parte de los usuarios a las distribuidoras, pagando estas en abril solo el 15% del gas comprado a los productores⁸.

Previamente, mediante la sanción de la ley 27.541 *Ley de solidaridad social y reactivación* se dispuso el congelamiento tarifario por 180 días a los usuarios finales de gas natural y electricidad. También se dispuso la intervención de los entes reguladores ENARGAS y el ENRE.

Asimismo, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia 311/2020, el Gobierno nacional prohibió los cortes a los servicios declarados como esenciales para usuarios denominados vulnerables, lo que incluye al sector de gas natural, en caso de no pago de facturas por más de tres meses, considerando la pérdida de capacidad de pago a raíz del COVID-19.

Luego de esta medida, y considerando el fuerte confinamiento de la población en el mes de abril, se registró en dicho mes una caída del 60% en los ingresos de las distribuidoras, lo cual afectó la cadena de pagos de estas a los productores, agregando otra dificultad e incertidumbre al mercado de gas natural como se mencionó anteriormente.

Rol de CAMMESA

Ni bien asumió la nueva administración, en diciembre de 2019 derogó la Resolución 70/2018 de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA⁹, que había facultado a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM) a procurarse el abastecimiento de combustible adquirido para la generación de energía eléctrica, valorizando los costos de generación con combustible propio de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los costos variables de producción reconocidos por CAMMESA (que permitía a

⁷ Decreto N° 325/20 hasta el día 12 de abril; Decreto 335/20 hasta el 26 de abril de 2020; Decreto 408 hasta el 10 de mayo de 2020; Decreto 459 hasta el 24 de mayo; Decreto 493 hasta el 7 de junio; Decreto 520 hasta el 28 de junio y Decreto 576 hasta el 17 de julio; Decreto 605/20 hasta el 2 de agosto; Decreto 641/20 hasta el 16 de agosto de 2020; Decreto 677/20 hasta el 30 de agosto; Decreto 714/20 hasta el 20 de septiembre; Decreto 754/20 hasta el 11 de octubre; Decreto 792/2020 hasta el 25 de octubre; Decreto 814/2020 hasta el 8 de noviembre inclusive.

⁸ Econojournal. Edición 15-4-2020. Distribuidoras solo pagaron el 15% del gas.

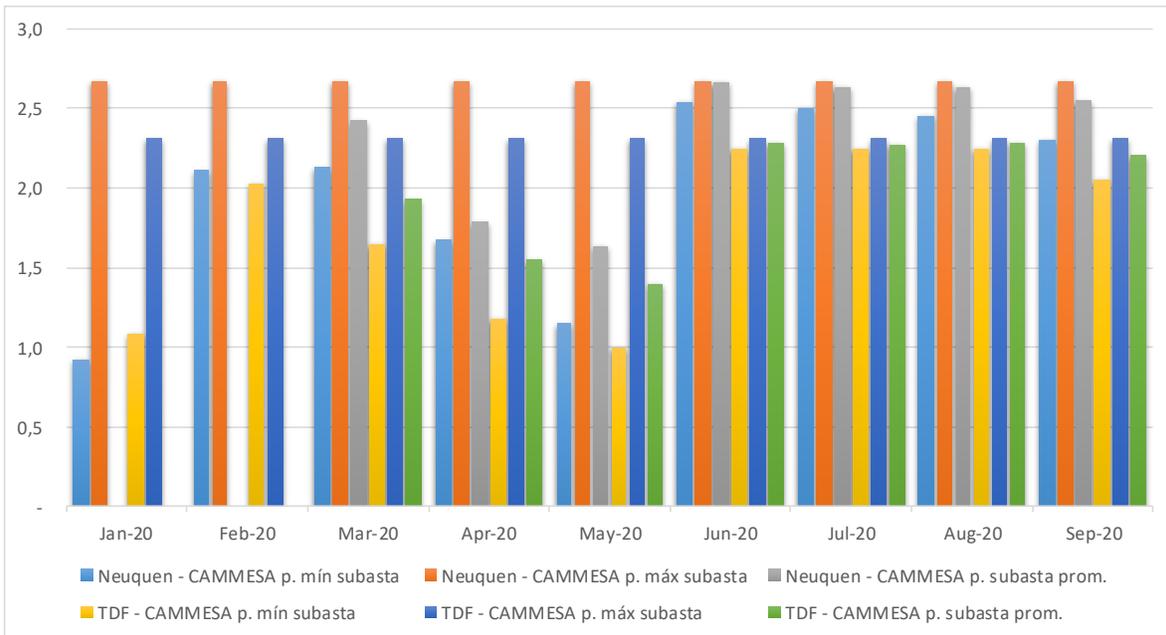
⁹ Mediante Resolución 12/2019 Secretaría de Energía.

las generadoras eléctricas a contratar el gas natural). Como medida, instruyó a esa compañía a comprar todo el gas natural para abastecimiento del mercado generador eléctrico.

Asimismo, CAMMESA emitió una subasta para volúmenes interrumpibles bajo cláusula de *deliver or pay* y *take or pay*, para enero de 2020 con precios tope a 2,67 USD/MMBTU. Para el mes de febrero, se lanzó otra subasta con precio entre 2,10 y 2,67 USD/MMBTU con una cláusula del 30% de *deliver or pay*, que repitió para los sucesivos meses durante el 2020.

De esta manera, el mercado pasó a tener una lógica dominada por las transacciones o precios de corto plazo, conviviendo con una oferta subsidiada, pasando de un esquema contractual a uno *spot* en donde los precios se ven afectados por la sobreoferta estacional de verano.

Gráfico 3 – Precios de subastas del mercado electrónico de gas natural – Dólares por millón de BTU (U\$\$/MMbtu)



Fuente: elaboración en base a MEGSA, y Secretaría de Energía

Posteriormente, se instrumentó la intervención del Ente Nacional de Regulación del Gas (ENARGAS)¹⁰ y se anunció el revocamiento de la Revisión Tarifaria Integral para las compañías de transporte y distribución que se realizaba cada seis meses basada en el Índice de Precios Mayoristas¹¹. Las Compañías distribuidoras habían reclamado unos \$75.000 millones debido al congelamiento de tarifas entre octubre de 2019 y abril de 2020.

¹⁰ El 17 de marzo de 2020, a través del Decreto 278/2020.

¹¹ Decreto 278/2020.

Durante el mes de julio de 2020, el Gobierno anula el Decreto 1057/18 por el cual se le había reconocido una deuda del Estado Nacional a las empresas productoras por el salto del tipo de cambio, dado que las tarifas estaban fijadas en pesos. De esta manera, se desconoce por parte del Estado Nacional, incluso luego de haberse pagado una cuota, una deuda ya reconocida, confirmando la pesificación de hecho¹².

Situación actual de abastecimiento de la demanda

Los hechos descriptos anteriormente revelan una elevada incertidumbre generada por medidas sectoriales, a lo que se agrega la falta de cumplimiento de las deudas reconocidas por el Estado en una norma, lo cual dificulta la implementación y adhesión de nuevos mecanismos de incentivo, sumada a la fragilidad del esquema macroeconómico. En este último sentido, las restricciones al mercado de divisas debido a la baja en los niveles de Reservas del Banco Central generaron una brecha entre la cotización oficial y los mercados paralelos de divisa norteamericana en el país, provocando a su vez un arbitraje en perjuicio de dichas Reservas. Esto llevó a la administración gubernamental a implementar mayores restricciones de acceso a divisas tanto para las importaciones (implementando Licencias No Automáticas), como también para la cancelación de deuda de empresas en moneda extranjera¹³, lo que llevó a productores de gas a postergar pagos de vencimiento de deuda debido a dicha restricción¹⁴.

Mientras tanto, se destaca que la actual administración gubernamental tiene en desarrollo una nueva versión del plan de estímulo a la producción de gas natural denominado Plan Gas IV. Esta vez llamado Plan de Promoción de la Producción de Gas Argentino cuyo objetivo es sustituir importaciones con gas nacional, garantizando a los productores un precio promedio tope de 3,70 U\$S/MMbtu. El programa se organizaría a partir de subastas en las que los productores compiten para colocar su producción sobre una base de 70 MMm3d. Esa producción sería tomada en la forma de contratos tanto por CAMMESA para proveer al mercado eléctrico, como por las distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria.

La diferencia entre el precio de las subastas y el precio tope de 3,70 es lo que será aportado por el Estado Nacional.

Pero mientras tanto, la parálisis del programa de incentivo Plan Gas Resolución 46-E/2017 que vence el año próximo, con la promesa del relanzamiento en su versión Plan Gas IV, que se ha dilatado en el tiempo, generó la cautela en las empresas a la hora de llevar a delante sus proyectos, lo que se notó con el freno de la producción en el año 2020.

¹² Esta anulación no se produjo en forma oficial al día de la edición del presente documento, sino que se elimina del proyecto de Presupuesto Nacional (Art. 92) por parte del Senado de la Nación.

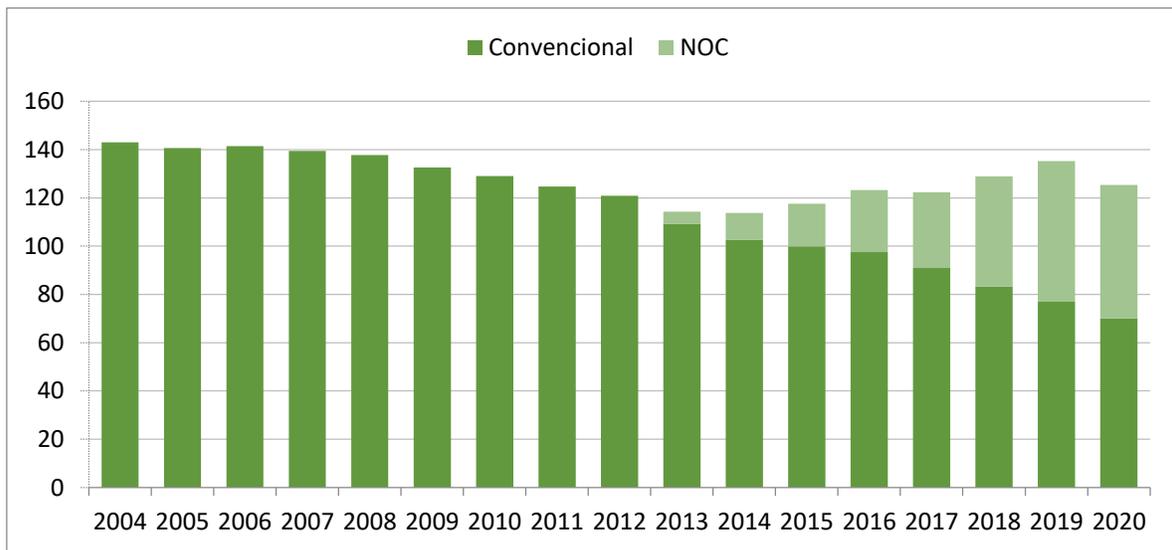
¹³ Comunicaciones "A" 7030, 7052 y 7079 del BCRA.

¹⁴ <https://www.baenegocios.com/finanzas/Por-restricciones-al-dolar-empresas-no-pueden-pagar-deuda-20200812-0009.html>

Los datos productivos desde el año 2019 anterior a las PASO y a la Pandemia, aún con crecimiento, anticipaban cierta fragilidad en la consistencia de dicho aumento. Hasta ese entonces, los mayores volúmenes en el agregado eran explicados por Fortín de Piedra y alguna otra área de menor escala, aunque con una cautela en el resto de los productores, en especial de aquellos fuera de los esquemas de estímulo.

Durante el año 2019, la producción bruta de gas natural alcanzó los 135,2 millones de metros cúbicos diarios (MMm3d) en promedio de acuerdo a datos de la Secretaría de Energía, con una inyección al sistema de transporte de 104,2 MMm3d, siendo el mayor volumen de crecimiento registrado desde el año 2008 (137,7 MMm3d). Para el año 2020, afectado por los factores anteriormente explicitados, se estima una caída superior al 7%, lo que implicaría un volumen de producción bruto de 125,3 MMm3d, interrumpiendo un período de expansión de cinco años.

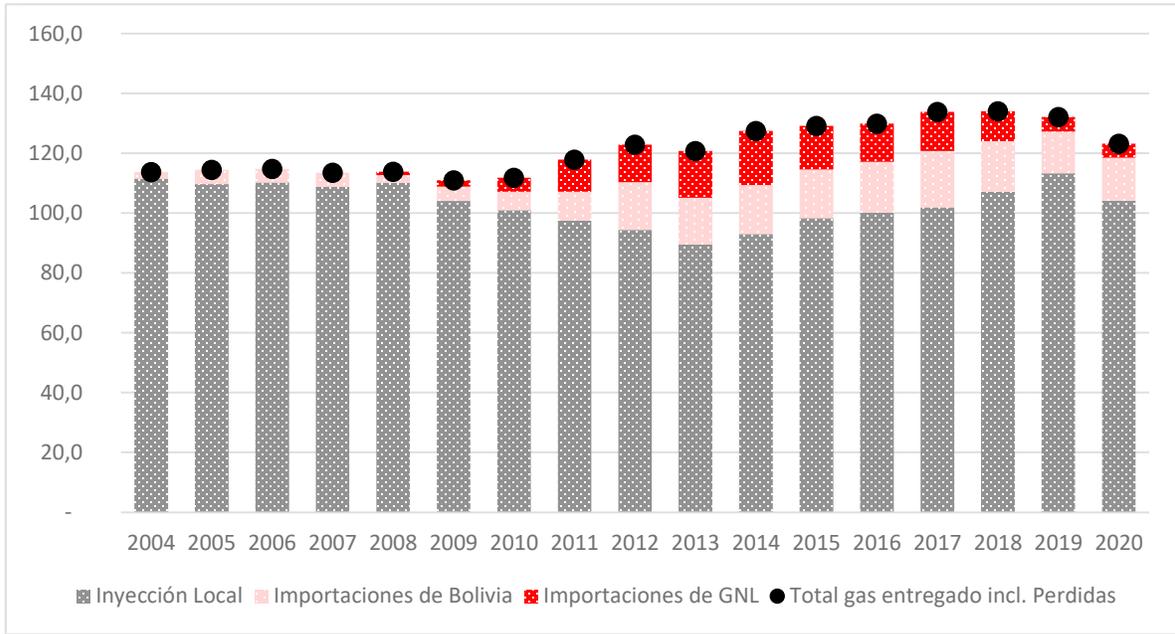
Gráfico 4 - Producción de gas natural convencional y no convencional en MMm3d



Fuente: Elaboración en base a Secretaría de Energía. Tablas SESCOWEB. Incluye producción bruta de gas de baja, media y alta presión.

La recuperación de la producción local a través de los planes de estímulo que impulsaron los desarrollos no convencionales, permitió mejorar la inyección al sistema de transporte y el abastecimiento de la demanda local. En el año 2014 se alcanzó el pico de inyección proveniente de fuentes de importación con el 27% de la inyección total. A partir de entonces se verifica un crecimiento en la participación de la inyección de gas proveniente de cuencas locales, por lo cual las importaciones se redujeron a un 14% en el 2019, el nivel más bajo desde el año 2010. Para el año 2020 se espera un leve crecimiento al 15% en la participación de las importaciones debido a la caída de la producción local, aunque debe considerarse una caída importante de la demanda, con una caída de entregas totales al sistema cercana al 7%.

Gráfico 5 -Inyección de gas por fuente de origen y gas entregado a la demanda incluyendo pérdidas (consumo en yacimiento, venteo, otras pérdidas). MMm3d



Fuente: Elaboración en base a Secretaría de Energía y ENARGAS. Tablas SESCOWEB. Incluye producción bruta de gas de baja, media y alta presión e importaciones de gas en estados líquido y gaseoso y pérdidas del sistema.

Si bien el mercado de gas en el *upstream* es libre, la situación actual de congelamiento y cierre del mercado de divisas condiciona fuertemente a las subastas y las negociaciones entre distribuidores y productores ante la falta de garantías de poder realizar el *pass through* a las tarifas finales. Justo cuando los mecanismos de subasta adoptados llevaban hacia un mercado con mayor transparencia, pero que también implicaba una mayor competencia, que, combinada con una oferta subsidiada, arrastraba cierta distorsión que se vio reflejada en la baja de los precios de gas.

Claro está que los proyectos en marcha difícilmente dejen de producir, aunque dependerá también de que la estabilidad se mantenga y que el congelamiento no se prolongue más allá de lo previsto. Los proyectos a ejecutar, en este caso deberán volver a evaluarse bajo los nuevos parámetros.

Parte 2. Precios de corte mínimos de cobertura de costos operativos y de capital por tipo de explotación gasífera para Argentina

Objetivos:

1. Construcción de perfiles productivos de áreas representativas por tipo de explotación
2. Construcción de flujos de fondos a partir de perfiles productivos y el uso de estimación de precios del mercado internacional e interno, y de costos.
3. Definición de metodología y obtención de un precio de corte mínimo *break even* que cubra los costos operativos y de capital e impuestos por cada área representativa.
4. Estimación de un precio de corte *break even* promedio ponderado por tipo de explotación

Parámetros de estimación utilizados

Para la estimación de los costos por área de explotación se construyeron perfiles productivos de áreas representativas de cada tipo de explotación, y, mediante los precios de referencias internacionales y locales proyectados para los escenarios utilizados en la parte 3 – Proyecciones de variables de interés – se obtienen los flujos de fondos de cada área.

Para la construcción de flujos de ingresos se utiliza la producción de las áreas, y para aquellos años aún no transcurridos, la informada por *Wood Mackenzie*¹⁵ a partir del modelo *Asset - Valuations - Upstream* contrastada con datos de la Secretaría de Energía en las Tablas SESCO-WEB y Producción por Pozo, Yacimiento y Concesión (Capítulo IV).

Se tuvieron en cuenta unas 47 áreas concesionadas de las cuales 22 de ellas son convencionales y 25 no convencionales. En el primer grupo están también 7 áreas de campo *off shore*, mientras que, del segundo grupo, 13 fueron identificadas como de *shale gas*, 11 de *tight gas* y una de *shale oil* con gas asociado. En cuanto a la pertenencia de las áreas por cuenca, la mayor parte de ellas son de la cuenca Neuquina (34), luego de la cuenca Austral (9), NOA (3) y Golfo San Jorge (1).

Para considerarse como área de gas, se tuvo en cuenta que el flujo de ingresos acumulados provenientes de la explotación de gas natural, represente más de un 50% del flujo de ingresos acumulados totales (petróleo y gas natural). De todas formas, aquellas que correspondieran a una mayor proporción de producción de líquidos (16 áreas), se consideró el gas asociado a su producción.

Si se contempla el estado actual de las áreas tenidas en cuenta para la muestra, 36 de ellas se encuentran actualmente en producción, algunas en etapa inicial, **y en su conjunto representan el 79,9% del total del país con 100,8 MMm3d**, lo cual evidencia la importancia en cuanto a la completitud y representatividad de las áreas y proyectos considerados.

¹⁵ Wood Mackenzie – A Verisk Business – Argentina Gas & Power – Long-Term Outlook junio 2020.

Tabla 1 Cuadro con representatividad de áreas

Cuenca	Clasificación Area	Área	Producción ago-20 MM3d	Particip % total nacional
Austral	Conventional shelf	CUENCA MARINA AUSTRAL	20,47	16,2%
Neuquina	Tight gas	AGUADA PICHANA ESTE	11,65	9,2%
Neuquina	Shale gas	FORTIN DE PIEDRA	11,50	9,1%
Neuquina	Conventional onshore	LOMA LA LATA	10,38	8,2%
Neuquina	Conventional onshore	EL MANGRULLO	4,43	3,5%
Austral	Tight gas	CAMPO INDIO ESTE - EL CERRITO	4,12	3,3%
Austral	Conventional shelf	Area Magallanes Poseidon	3,87	3,1%
Neuquina	Shale gas	EL OREJANO	3,60	2,9%
Neuquina	Tight gas	RINCON DEL MANGRULLO	3,51	2,8%
Neuquina	Conventional onshore	RIO NEUQUEN	2,91	2,3%
Neuquina	Shale gas	LA CALERA	2,64	2,1%
Neuquina	Conventional onshore	ESTACION FERNANDEZ ORO	2,63	2,1%
Neuquina	Conventional onshore	CENTENARIO	2,51	2,0%
NOA	Conventional onshore	ACAMBUCO	2,13	1,7%
Neuquina	Tight gas	LINDERO ATRAVESADO	1,81	1,4%
Neuquina	Tight gas	AGUA DEL CAJON SENILLOSA ESTE	1,69	1,3%
Neuquina	Conventional onshore	SIERRA CHATA	1,60	1,3%
Neuquina	Shale gas	AGUADA PICHANA OESTE	1,27	1,0%
NOA	Conventional	AGUARAGUE	1,20	0,9%
NOA	Conventional	RAMOS	1,19	0,9%
Neuquina	Conventional onshore	El Porton Salina	1,18	0,9%
Neuquina	Shale gas	PAMPA DE LAS YEGUAS	0,75	0,6%
Neuquina	Conventional onshore	Entre Lomas Area	0,66	0,5%
Austral	Conventional shelf	Las Violetas	0,47	0,4%
Austral	Conventional shelf	Austral TDF Otros	0,47	0,4%
Austral	Conventional shelf	YPF Tierra del Fuego Assets	0,47	0,4%
Neuquina	Shale Gas	La Amarga Chica	0,37	0,3%
Neuquina	Shale gas	AGUADA DE CASTRO	0,34	0,3%
Neuquina	Shale gas	Rincon la Ceniza	0,31	0,2%
Neuquina	Conventional onshore	El Trapial	0,22	0,2%
Neuquina	Shale gas	Bajo del Choique La Invernada	0,17	0,1%
Neuquina	Shale oil	Bajada de Anelo	0,13	0,1%
Neuquina	Tight gas	PUNTA ROSADA	0,08	0,1%
Austral	Conventional shelf	Estancia Agua Fresca	0,03	0,0%
Neuquina	Tight gas	MULICHINCO HORIZONTAL	0,01	0,0%
Neuquina	Shale gas	La Escalonada	0,01	0,0%
Neuquina	Tight gas	LOS MOLLES	0,00	0,0%

Cuenca	Clasificación Area	Área	Producción ago-20 MM3d	Particip % total nacional
Neuquina	Tight gas	LAJAS	0,00	0,0%
Neuquina	Tight gas	Mulichingo Vertical	0,00	0,0%
Neuquina	Shale gas	AGUADA DE LOS LOROS	0,00	0,0%
Austral	Conventional shelf	Cañadón Seco	-	0,0%
Golfo San Jorge	Conventional	Golfo San Jorge otro	-	0,0%
Neuquina	Tight gas	Neuquen Otros Tight	-	0,0%
Neuquina	Conventional onshore	Neuquen Otros Convenc	-	0,0%
Neuquina	Shale gas	Neuquen Otros Shale Dry Gas	-	0,0%
Austral	Conventional onshore	Santa Cruz	-	0,0%
Neuquina	Shale gas	Neuquen Otros Shale Wet Gas	-	0,0%
Total Selección			100,77	79,9%
Total país			126,06	100,0%

Consideraciones metodológicas

Para cada área considerada se tuvo en cuenta el flujo de ingresos provenientes de su producción actual y futura estimada como también los egresos e inversiones necesarios para la operación, incluyendo costos operativos, de capital e impuestos.

Entre los costos operativos se distinguen los de transporte, mano de obra, seguros, administración y mantenimiento entre otros. En los costos de capital, se incluyen los costos de instalaciones, manejo de agua, equipamiento, desarrollo de perforaciones, construcción del *pad*, terminación, costos de abandono, y, según el caso, gasoductos e instalaciones *off shore*, como se detalla seguidamente.

Estructura de costos CAPEX/OPEX

Los costos de explotación de un área o proyecto pueden estructurarse distinguiendo entre los costos operativos (OPEX) y de capital (CAPEX), los que a su vez presentan subdivisiones.

Costos de capital (CAPEX): incluyen los costos para la producción de instalaciones, equipos de procesamiento, manejo de agua, infraestructura incluyendo gasoducto/oleoductos, construcción del *pad*, desarrollo de las perforaciones, terminación de pozos, en el caso de las áreas *off-shore* las instalaciones de plataformas, los costos de abandono y cualquier otro costo capitalizado.

Cabe destacar que en los flujos de fondos elaborados no se incluye el costo de exploración y evaluación (E&A), por lo cual los resultados aquí evaluados no representan el ciclo completo de las áreas, considerando que previo a la inversión en desarrollo, se realizaron gastos de descubrimiento, aunque sí se considera el costo de capital para el desarrollo.

Costos operativos (OPEX): incluyen aquellos denominados variables (los costos relacionados con mano de obra, mantenimiento, combustibles, productos químicos), y los fijos (los que no cambian con la producción como servicios públicos, cánones de explotación (no es el caso de las regalías),

alquiler de equipamiento, seguros, gastos generales y administrativos). A estos se agregan los de transporte y logística, de personal y materiales y otros costos operativos no incluidos anteriormente.

Dada la cantidad de áreas analizadas y la heterogeneidad de los resultados, se realizaron agrupamientos incluyendo los siguientes tipos, que, a su vez, se clasifican en fijos o variables:

Tabla 2 - Cuadro de costos fijos variables OPEX CAPEX

Rama	Tipo	Fijo/Variable
CAPEX	Instalaciones	Fijos
	Equipamiento	Fijos/Variables
	Perforaciones	Variables
	Gasoducto/oleoductos	Fijos
	Abandono	Fijos
	Otros CAPEX	Fijos/variables
OPEX	Campos fijos	Fijos
	Campos variables	Variables
	Transporte	Variables
	Otros OPEX	Variables
IMPUESTOS	Regalías	Variables
	A las ventas	Variables
	A la renta	Variables
	Otros	Variables

Notas: Otros CAPEX: incluye cualquier costo no cubierto directamente por las siguientes subcategorías de costos: costos de E&A, instalaciones de producción, equipos de procesamiento, submarinos, perforación de desarrollo, tuberías, carga y terminal en alta mar, más gasto de capital no asignado.

Campos fijos: son aquellos que se deben afrontar independientemente de la producción/output. Incluye los costos fijos de operación, de administración, comercialización, como salarios y prestaciones de personal fijos, dirección, ingeniería, ventas, administración, compromisos adquiridos en la compra de los bienes muebles e inmuebles, etc.

Campos variables: Se relaciona con el costo incremental de la producción de gas natural, incluido el lavado, los costos de combustible y el equipo. Incluye todos los costos relacionados con mano de obra, logística (transporte de personal y materiales), mantenimiento, consumibles para pozos y equipos, productos químicos, filtros, agua, lubricantes, accesorios, herramientas, fluidos de perforación, licencias, materiales de mantenimiento, etc.

Costos fijos y variables

Nótese que los costos variables pueden abarcar tanto aquellos costos operativos como de capital, como también los costos fijos. Se realiza esta distinción entre costos fijos y variables a los efectos de poder calcular el *break-even* como se verá en el apartado siguiente 'Punto de equilibrio'.

En el caso de los costos fijos se sumaron instalaciones, equipamiento, gasoductos, costos de abandono, y otros gastos fijos operativos de campo.

Para los costos variables unitarios se consideran los de desarrollo y perforación, transporte, mano de obra, seguros, administración.

Debido a la elevada importancia del denominado *government take* (apropiación de renta por parte del Estado en sus diferentes niveles), se agregaron a los costos variables tanto los aportes tributarios como no tributarios, entre los cuales se encuentran las regalías, impuesto a la renta, ingresos brutos, e impuestos aduaneros.

Los impuestos incluyen también componentes no tributarios como regalías. Se consideran los aportes a los Estados Nacional y Provinciales. Se tiene en cuenta tanto aquellos aportes tributarios como impuesto a las ganancias, a las ventas (Ingresos Brutos) y aduaneros (derechos de exportación), como los de carácter no tributario como regalías.

Se observa una mayor incidencia de los impuestos para el caso de las explotaciones no convencionales. Esto se debe en parte a los diferentes acuerdos en las concesiones en su mayoría más recientes, con mayor participación de la Provincia a través de una mayor alícuota de regalías o de ingresos brutos respecto a los convencionales que en su mayoría vienen con esquemas anteriores en producción. Respecto de los derechos de exportación, son tenidos en cuenta para los proyectos mayormente de tipo convencional, en tanto que para los de no convencional, considerando que el Decreto 793/2018, que había fijado una retención de \$4 por dólar exportado, fue derogado por el Decreto 37 del 14 de diciembre de 2019, y que por otra parte, el Decreto 929/2013 permite a las empresas que inviertan más de U\$S 1.000 millones exportar sin derechos de exportación el 20% de su producción, este impuesto no es considerado para los flujos más allá de 2020.

A partir de la producción anual de gas natural y líquidos efectiva para los años transcurridos en caso de áreas en explotación, o estimada para aquellos años aún no transcurridos o áreas aún no iniciadas, se obtuvo un flujo de ingresos, de los cuales se deducen los costos anteriormente mencionados para obtener un flujo anual neto de ingresos descontados a una tasa del 15% anual.

Se considera el valor presente neto para toda la vida útil del área, incluyendo los costos de abandono de pozos.

De esta manera, el punto de equilibrio obtenido para cada área es aquel donde los ingresos acumulados a lo largo de su vida útil resultan representativos de los costos de producción incluyendo impuestos necesarios para realizar la operación.

Punto de equilibrio - *Break-even*

El precio *break-even* (P_{be}) es el mínimo necesario para cubrir los costos operativos y de capital. En general, aquel donde el punto de venta permite igualar los costos y los ingresos, donde no hay una pérdida o una ganancia, o en caso de un flujo de ingresos, donde el valor presente es igual a cero.

Desarrollo:

$$\text{Para beneficios } = 0 \Rightarrow Y - C = 0$$

Dónde:

$$Y = \text{ingresos totales}$$

$$Y = P * Q$$

$$C: \text{Costos totales}$$

$$C = CF + CVT$$

$$CVT = CVu * Q$$

$$C = CF + CVu * Q$$

Donde:

CF: Costos fijos incluyendo impuestos y tasas;

CVT: Costos variables totales incluyendo impuestos y tasas

CVu: Costo variable unitario incluyendo impuestos y tasas;

P: precio de venta unitario;

Q: Cantidades producidas o venidas;

$$Y - C = P * Q - (CF + CVu * Q) = 0$$

La variable de incógnita es el precio, dado que las cantidades vienen dadas por los flujos de cada área. Por lo tanto, sería el precio mínimo que cubre los costos unitarios variables y el costo fijo.

Por deducción de la ecuación anterior:

$$P * Q - CF - CVu * Q = 0$$

$$P * Q = CF + CVu * Q = 0$$

⇒

$$P_{be} = \frac{CF}{Q} + CVu$$

P_{be}: Precio unitario de venta donde el beneficio es cero. Aquel que cubre mínimamente los costos fijos, variables e impuestos. En otras palabras, los OPEX, CAPEX e impuestos, contemplado el flujo neto a lo largo de la vida útil del proyecto

Expresado en cantidades:

$$Q_{be} = \frac{CF}{P - CVu}$$

Q_{be}: Cantidades vendidas donde el beneficio es cero;

Break-even Neto de subproductos. Debido a la importancia en el flujo de ingresos de los productos asociados en la producción del producto principal, que en el caso de las áreas gasíferas serían los hidrocarburos líquidos, son considerados como un subproducto. Como resultado, estos ingresos asociados a los subproductos derivados de la explotación del *output* principal permiten reducir costos de explotación, por lo cual son restados a los costos variables.

Break-even 15%: es el concepto anterior pero donde los flujos netos fueron descontados a una tasa del 15% anual.

Considerando lo anterior, se determina el flujo neto de ingresos de cada proyecto en base a la inversión por año, la cantidad producida (teniendo en cuenta las curvas de declinación de acuerdo al tipo de proyecto convencional, *shale*, *tight*), los precios vigentes y las estimaciones realizadas de

los mismos, los costos de producción de capital incluidos los de perforación, como los operativos según se describió anteriormente.

Una vez obtenidos estos parámetros, dadas las cantidades, se considera la variable precios como incógnita en el valor presente neto, en donde los ingresos obtenidos se igualan con los costos de producción a una tasa de descuento determinada.

Se calcula el valor presente neto (VPN) descontado basado en cada plan de producción específico para toda la vida útil del área correspondiente de acuerdo a la fórmula de VPN.

$$VPN_x = \sum_{t=1}^N \frac{y_t}{(1+r)^t} = 0$$

Dónde:

$$y_t = Y_t - C_t$$

y_t es el flujo de ingresos neto de costos fijos y variables (de capital y operativos e impuestos del año t).

$$Y_t = P_t * Q_t$$

Y_t = es el ingreso obtenido para cada período

$$C_t = CF_t + CVT_t$$

Donde la variable a calcular para el valor presente neto del área x (VPN_x) = 0 es p_t , ya que q_t es fija, de esta forma se obtuvo para cada proyecto/área, el precio por el cual el VPN se vuelve cero¹⁶.

Por deducción de la ecuación anterior, el precio para el cual el beneficio es cero es,

$$Pbe = \frac{CF}{Q} + CVu$$

Para el factor r se consideró un parámetro fijo del 15%, teniendo en cuenta el factor de riesgo estructural, donde los proyectos para Argentina eran descontados típicamente a una tasa de 12%, aunque bajo la coyuntura actual, este descuento resulta superior considerando los factores de riesgo e incertidumbre mencionados en la Parte 1 del presente documento. Es el denominado WACC del proyecto, para el cual se utiliza el mismo parámetro para todos ellos¹⁷. Si se consideran

¹⁶ El modelo determina el valor de p para el cual el $VPN=0$. A una tasa r de descuento superior, se requiere un p mayor para obtener un $VPN=0$

¹⁷ El costo de capital promedio ponderado (WACC) es la tasa que se espera que una empresa pague en promedio a todos sus tenedores de valores para financiar sus activos. El WACC se conoce como el costo de capital de la empresa.

parámetros actuales, el WACC por ejemplo para YPF se encuentra en 20,9% de acuerdo con cálculos del mercado¹⁸.

De todas formas, considerando las diferentes estructuras de financiamiento del resto de las empresas del sector, y que la situación actual de elevado riesgo no es sostenible en el largo plazo, se considera una tasa del 15% utilizada actualmente por consultoras internacionales.

Asimismo, las características propias de cada área/proyecto afectan estos parámetros como también el *break-even* calculado, ya que depende de numerosos factores tales como la geología, localización geográfica, el tamaño y profundidad del reservorio, porosidad, permeabilidad, tasa de producción inicial, curva de declinación, el acceso a agua, infraestructura e instalaciones y de la tecnología a emplear.

Estimación de costos de producción de gas natural a partir de precios *break-even*

Esquema de cálculo de precio *break-even* para el total del país en U\$S/MMBTU

A continuación, se exhiben la estructura de cálculo de precios *break-even* y los resultados en promedio ponderado por volumen de producción, utilizando un caso extremo de una tasa de descuento de 0%, en principio, y luego el cálculo para los flujos descontados a tasas del 12% y 15%. Esto, a los efectos de dimensionar la sensibilidad de los proyectos y de los resultados para el total del país, a la tasa de descuento aplicada.

El esquema queda de la siguiente manera, como resultado el promedio ponderado por volumen de producción para el total del país incluyendo tanto convencionales como no convencionales:

Para el caso del costo *break-even* promedio ponderado del total del país con una tasa de descuento del 0% es de 2,16 U\$S/MMBTU, pero si se utiliza una tasa del 12%, el promedio pasa a ser 3,06 U\$S/MMBTU mientras que a una tasa de 15% es de 3,38 U\$S/MMBTU.

¹⁸ No es el objetivo de este trabajo calcular el WACC de una empresa o sector, sino que se refleja el cálculo a los fines de dar al lector un parámetro de comparación de la tasa utilizada del 15%. Ver Anexo III de réplica de resultado del WACC YPF para principios de noviembre de 2020.

<https://www.gurufocus.com/term/wacc/YPF/WACC/YPF%2BSA>

Tabla 3 – Esquema de cálculo de Break-even total país

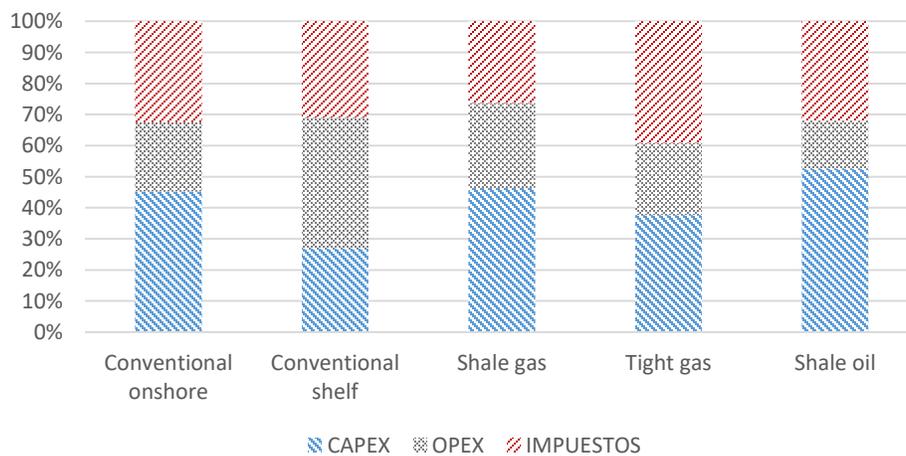
#	Concepto	U\$S/MMBTU
Break-Even 0%		
a	CAPEX	1,17
b	OPEX	1,15
c	Impuestos	0,90
d=a+b+c	Costo Sin subproductos	3,21
e	Subproductos	-1,05
f= d+e	Break-Even	2,16
	Break-Even 12%	3,06
	Break-Even 15%	3,38

De acuerdo a los resultados obtenidos, agregando por tipo de explotación en cuanto al costo de capital se observa una mayor incidencia en los no convencionales, aunque para el caso de los convencionales, el elevado costo de capital evidenciado en los promedios totales está influenciado por las inversiones incurridas en áreas de larga vida útil como Loma la Lata, Centenario, u otras.

Respecto a las denominadas áreas *off-shore*, en este caso identificadas como '*Convventional shelf*' se evaluaron áreas que se encuentran dentro de la plataforma continental costa afuera, se verifica una elevada incidencia de los costos operativos debido a los mayores costos de explotación *off shore*. Entre ellos puede mencionarse la logística, donde existen elevados costos tanto en concepto de alquiler de buques sísmicos, plataformas de perforación o buques mutipropósito a los que se agregan los buques de apoyo, por lo que se requiere una máxima precisión y velocidad de operaciones debido a estos elevados costos.

Como factor común a todos los tipos de explotación, se verifica una elevada carga del denominado *government take* a través de impuestos y regalías.

Gráfico 6 - Estructura de costos por tipo de explotación. Participación en costo total

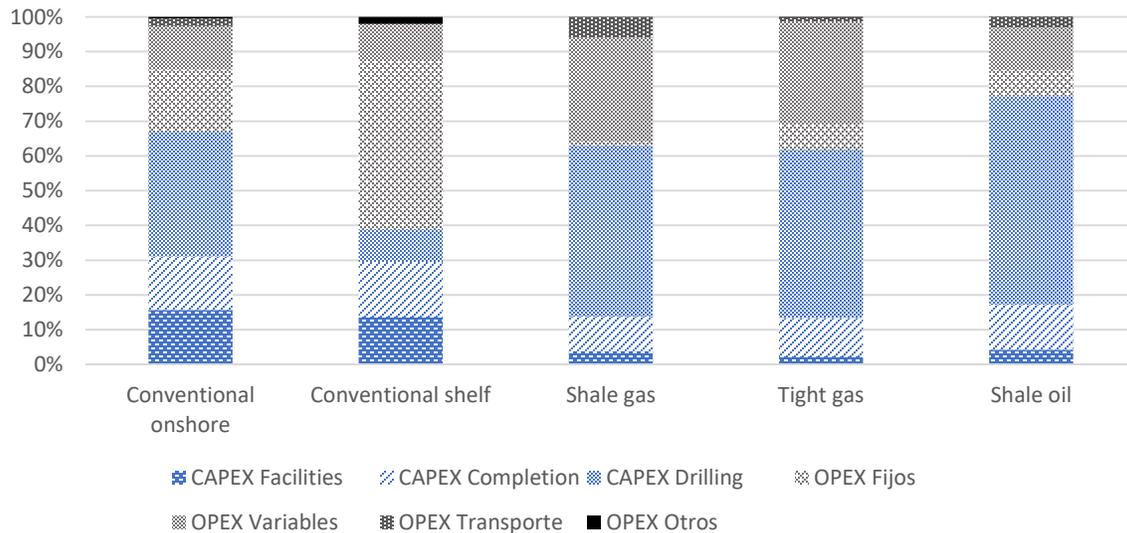


Fuente: elaboración en base a resultados consolidados. Promedio ponderado por área y volumen de producción.

Cuando se obtiene una apertura más desagregada, pero considerando los costos operativos y de capital, se observa que para el caso de aquellas explotaciones de tipo *tight* y *shale*, hay una mayor incidencia del CAPEX de perforaciones. Para el caso de las explotaciones no convencionales, los costos de perforación se llevan una importante participación frente al resto. Estos costos incluyen mayormente fluidos de perforación, equipos de fractura, arenas de fractura, agua. En la terminación se incluyen aquellos costos para completar el pozo para su funcionamiento como tuberías, revestimientos, bombeo, entre otros.

Para el caso de las instalaciones, tienen una menor incidencia en los costos de capital, e incluye el equipamiento necesario para conducir el producto final hacia las líneas de recolección como pueden ser gasoductos, bombas o plantas de compresión.

Gráfico 7- Estructura de participación de costos operativos y de capital (OPEX, CAPEX).



Fuente: elaboración en base a resultados consolidados. Promedio ponderado por área y volumen de producción.

Esto obedece a que para el caso de las explotaciones no convencionales en especial de *shale*, con prácticas de perforación horizontal, se considera un mayor número de fracturas por pozo respecto a las prácticas realizadas en los inicios de explotación no convencional en Argentina con pozos verticales. Pero al mismo tiempo, la práctica de perforación horizontal permite una mayor productividad por pozo ya que es capaz de producir entre 3 y 5 veces más que los pozos verticales en la misma área¹⁹.

Los pozos no convencionales poseen la propiedad de alcanzar rápidamente el pico de producción, o en términos relativos, mucho más rápido que para el caso de los convencionales. De acuerdo al

¹⁹ YPF. Vaca Muerta. Field Trip. Junio 2019.

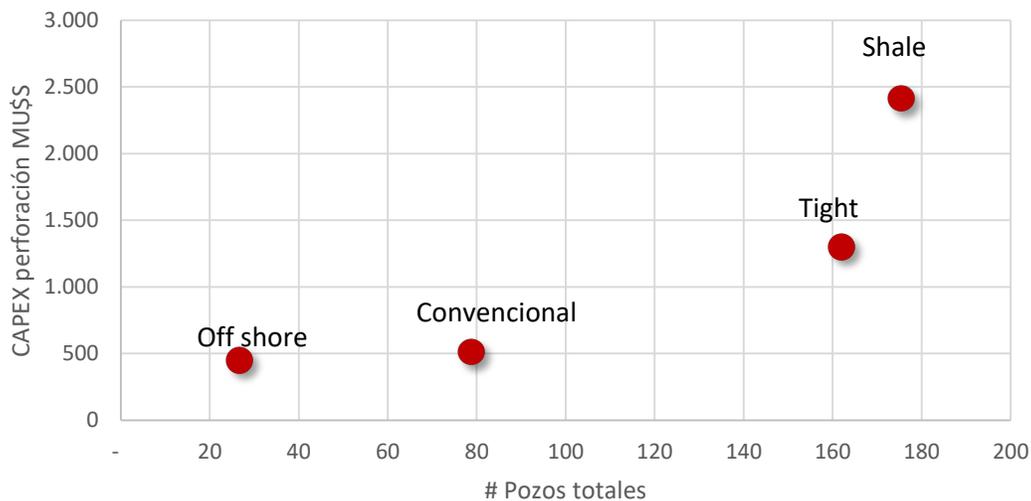
comportamiento observado alcanzan el pico de producción entre el segundo y tercer año de explotación masiva, aunque posteriormente verifican una fuerte declinación, obteniendo los pozos perforados un alto flujo inicial, aunque una menor esperanza de vida útil respecto a los convencionales.

Por el contrario, los convencionales poseen la propiedad de tener un flujo inicial menor, aunque más continuo, y una moderada tasa de declinación, por lo cual dichas áreas poseen una mayor esperanza de vida.

Esta característica de los no convencionales obliga una mayor inversión a los fines de obtener una menor tasa de declinación y un flujo más continuo del producto a extraer, y por lo tanto a aumentar el costo de capital en perforaciones. Como resultado, la cantidad de pozos perforados promedio para el caso de las áreas de *shale* y *tight* resultan muy superiores a las convencionales. La implementación de prácticas de perforación horizontal, si bien resultan más costosas al principio, aumentan la mayor producción por pozo, lo que permite reducir la cantidad de pozos necesarios para mantener la producción respecto a las perforaciones verticales. De todas formas, la cantidad de perforaciones resulta muy significativa.

Tomando los valores promedio por área analizada, se observa que para el caso de aquellas de tipo *shale* y *tight* las perforaciones superan los 150 pozos frente a los convencionales *on shore* y *off shore* que están en menos de 100, a lo largo del proyecto.

Gráfico 8 - Cantidad de perforaciones totales por proyecto para el promedio del país y CAPEX de perforaciones en millones de dólares, por tipo de explotación



Fuente: elaboración propia en base a los resultados obtenidos

Como se observa en el gráfico anterior, el CAPEX promedio de perforaciones se encuentra por encima de los U\$S 1.000 millones para los desarrollos de *shale* y *tight* gas para el total de las áreas debido a la importante cantidad de pozos a perforar requerida por este tipo de proyectos, por encima de los convencionales. Bajo esta premisa y la intensidad de inversiones de capital, resulta indispensable el acceso al financiamiento de los proyectos.

En ese sentido, la coyuntura actual no juega a favor. Las dificultades de acceso al mercado de divisas obstaculizan tanto el repago de utilidades como el de los créditos obtenidos, garantías y bienes de

capital a adquirir en la medida que no exista libre disponibilidad de divisas en el mercado de cambio. Estos factores influyen fuertemente el desarrollo de los proyectos y el costo de capital, incluso llegando a inviabilizar la mayor parte de los proyectos si el sobrecosto del capital se mantiene en tasas elevadas como las actuales. Esto en el sentido de que la tasa de descuento para el cálculo de los flujos netos descontados, en este caso deberá pasar a 20%, de acuerdo con los parámetros de cálculo señalados anteriormente, dada esta situación que se supone coyuntural.

A modo de ejemplo de lo anterior, de acuerdo a los resultados el precio de equilibrio necesario para un importante proyecto dependiendo del tipo, como Fortín de Piedra, pasaría de 4,6 a 5,3 U\$\$/MMbtu, aunque el incremento puede resultar superior como en el caso de El Orejano que pasa de 5,1 a 6 U\$\$/MMbtu.

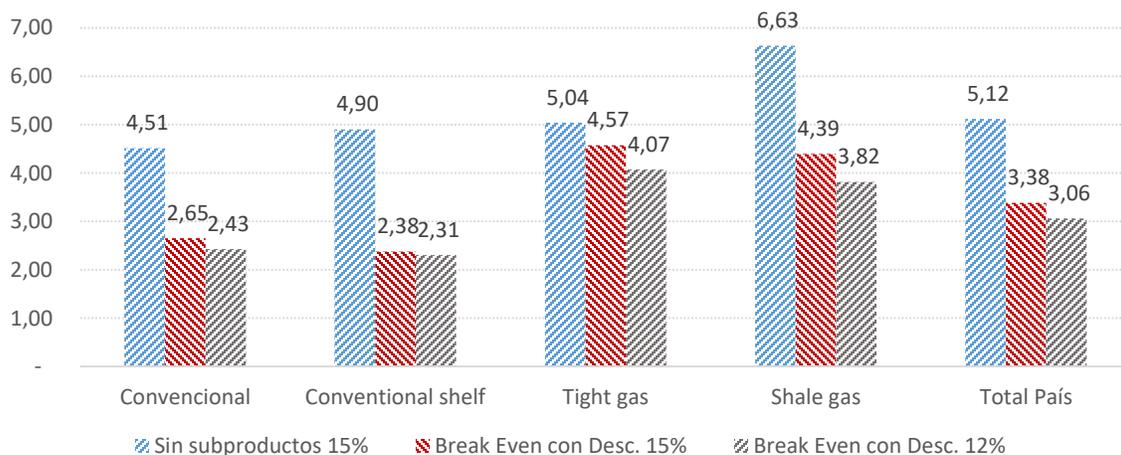
No obstante, el modelo para el cálculo de los precios *break-even* considera una tasa de descuento de 15%, bajo el supuesto de restablecer las condiciones de operatividad de los últimos años.

Resultados

Considerando los resultados obtenidos podemos en principio hacer una diferenciación entre el *break-even* sin considerar subproductos obtenidos, y el *break-even* a una tasa del 15% descontando los ingresos por subproductos. En los resultados podemos observar lo siguiente:

El salto en los precios de equilibrio cuando se pasa de tasa de descuento de 12% a 15% refleja una elevada incidencia del costo de financiamiento del capital, en especial para la de tipo no convencional (*shale* y *tight gas*) Por otra parte, puede observarse también la posibilidad de reducir dichos precios de equilibrio mediante la recuperación de costos a través de las ventas de la producción de líquidos asociados a la producción de gas natural. Por ejemplo, para el caso de los proyectos convencionales, la existencia de líquidos generalmente de gran volumen permite reducir los costos unitarios reflejados en un menor *break-even*, esto también afecta a la producción de no convencionales.

Gráfico 9- Break-even – gas natural por tipo – U\$\$/MMbtu



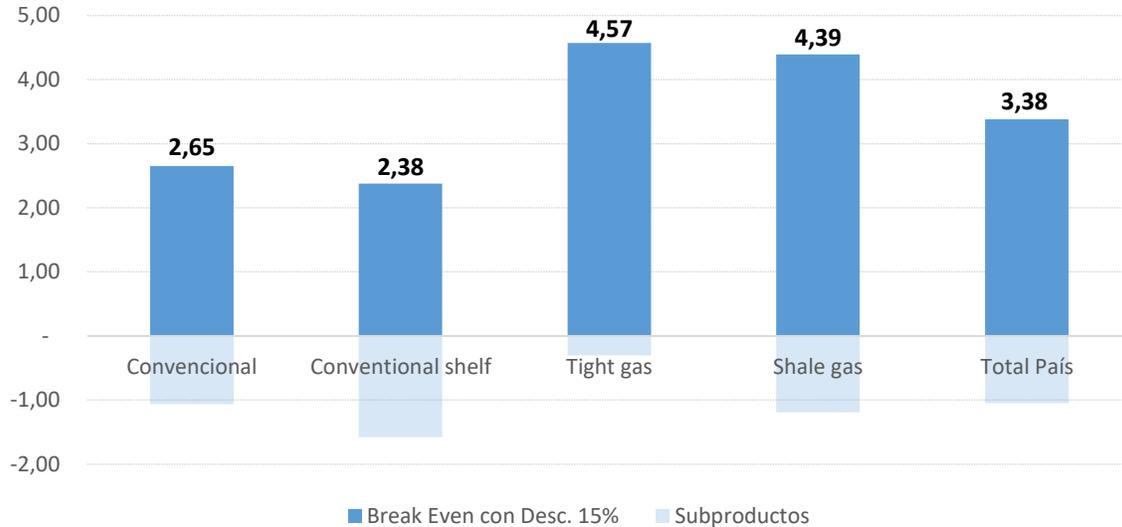
Fuente: elaboración en base a resultados consolidados. Promedio ponderado por área, tipo de explotación y volumen de producción.

Si consideramos los resultados para el cálculo del *break-even* con una tasa de descuento del 15% descontando los subproductos, puede notarse que especialmente para el caso de las áreas de tipo *shale gas* y *off-shore*, los ingresos obtenidos por subproductos permiten una importante reducción de costos para el promedio ponderado del país. Como resultado, el precio *break-even* promedio ponderado para el *shale gas* pasa de 6,63 a 4,39 U\$\$/MMbtu considerando unas diez áreas de las cuales tres de ellas se encuentran en producción.

Para el caso de *tight gas*, el costo promedio ponderado de producción para el país se estima en 4,57 U\$\$/MMbtu para lo cual se evaluaron unas 10 áreas de las cuales 5 están en producción actualmente mayormente en la cuenca neuquina.

Para la producción de tipo convencional, el costo promedio se encontró entre 2,4 y 3 U\$\$/MMbtu, dependiendo de la ubicación, madurez y según sea de tipo *on-shore* u *off-shore*. Para el caso *on-shore* se consideraron unas 15 áreas de la cuenca Neuquina, NOA y Austral, con un promedio ponderado de 2,65 U\$\$/MMbtu. Para el caso *off-shore*, el resultado fue de 2,38 U\$\$/MMbtu aunque el promedio ponderado está fuertemente influenciado por la magnitud del área Cuenca Marina Austral ya en desarrollo y con elevados volúmenes de subproducto. El resto de las áreas corresponde a una menor escala y con un mayor costo, generalmente por encima de los 3 U\$\$/MMbtu, siempre descontando los subproductos obtenidos.

Gráfico 10 - Break-even con tasa de descuento del 15% por tipo – U\$\$/MMbtu



Fuente: elaboración en base a resultados consolidados. Promedio ponderado por área y volumen de producción.

Estimación de costos de producción de gas natural por diferentes cuencas y áreas

Cuando se desagregan los resultados por cuenca sedimentaria y tipo de explotación puede verse con mayor claridad ordenando de izquierda a derecha por menor costo.

Para el caso de los convencionales, presentan resultados heterogéneos que van desde 1,20 a 3 U\$S/MMbtu. En el primer caso, para el NOA el resultado obedece a una elevada ponderación del área Ramos por su elevada producción respecto del resto de las áreas consideradas en esta cuenca, con bajo CAPEX y OPEX con relación al resto. En cambio, si se observa el resultado de la cuenca Austral *on-shore* convencional, el elevado costo responde solo a los resultados de una zona de la provincia de Santa Cruz, con un proyecto de pequeña escala, elevando fuertemente los costos unitarios por pozo, por lo que resulta poco representativo.

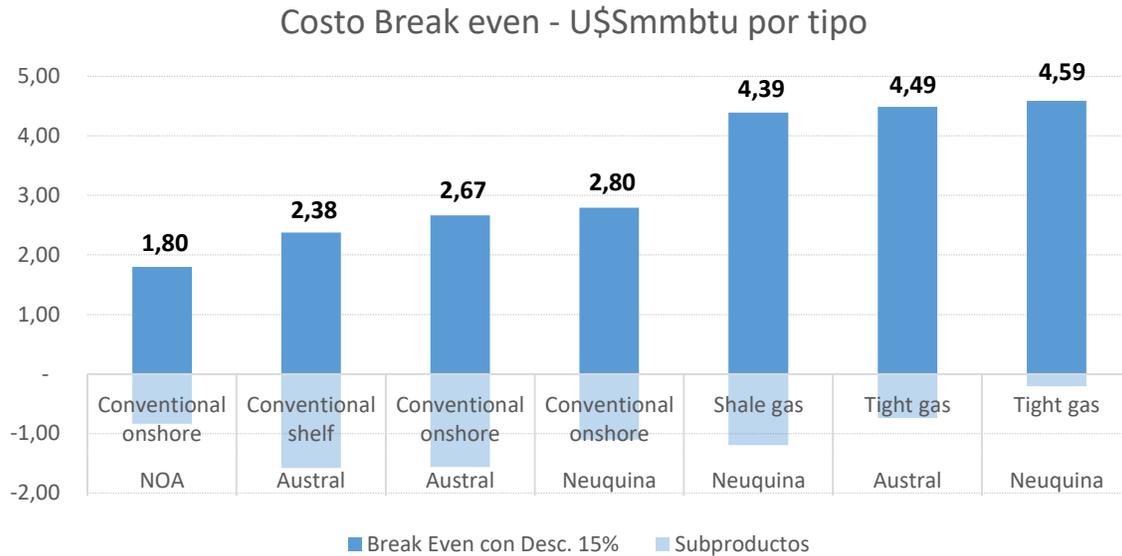
Para el caso de la explotación de tipo *off-shore* de la cuenca Austral denominada *Conventional shelf*, el costo de producción de 2,38 U\$S/MMbtu representa mayormente el del área Cuenca Marina Austral debido a la importancia en la ponderación por producción, con un importante volumen de subproductos líquidos que le permite reducir los costos, aunque existen otras áreas cuya incidencia es menor, con un costo por encima de los 3 U\$S/MMbtu.

Por su parte, para la cuenca Neuquina de tipo convencional el resultado estuvo en los 2,80 U\$S/MMbtu en promedio para lo cual se ponderaron unas 9 áreas, de las cuales Loma La Lata representa una ponderación importante debido al volumen de producción. Sin embargo, los resultados fueron heterogéneos oscilando entre 1,34 y 4 U\$S/MMbtu.

En cuanto a los no convencionales, para aquellos de tipo *tight* el costo promedio ponderado en la cuenca Neuquina estuvo en 4,59 U\$S/MMbtu mientras que en la cuenca Austral fue de 4,49 según los resultados obtenidos. Sin embargo, en el primer caso responde a nueve áreas analizadas, cuatro de ellas actualmente en producción, aunque fuertemente influenciadas por el peso de Aguada Pichana Este, a la que se agregan Lindero Atravesado, Rincón del Mangrullo, Agua del Cajón, Senillosa Este, con costos que fueron de 3,14 y 11 U\$S/MMBTU. Adicionalmente, para áreas marginales que no están en producción se vieron resultados por encima de esos valores. Respecto a la cuenca Austral, el resultado responde a una sola área: Campo Indio Este – El Cerrito.

En cuanto al costo de producción de tipo *shale gas*, en todas áreas de la cuenca Neuquina, el promedio ponderado que se desprende de los resultados de la evaluación da un *break-even* con un descuento del 15% de 4,39 U\$S/MMbtu, el cual representa unas diez áreas, aunque con una mayor representatividad para Fortín de Piedra, Aguada Pichana Oeste, El Orejano y en menor medida Aguada de Castro.

Gráfico 11 - Break-even con tasa de descuento 15% por cuenca sedimentaria y tipo de explotación – U\$\$/MMbtu



Fuente: elaboración en base a resultados consolidados. Promedio ponderado por área y volumen de producción.

Si comparamos los resultados obtenidos en cuanto a los precios *break-even* que cubren los costos totales de producción por tipo de explotación y cuenca, con el costo promedio por pozo de acuerdo a la cantidad de pozos totales perforados para cada una de ellas y su gasto en perforación y terminación podemos verificar lo siguiente:

Hay una relación positiva directa entre el costo por pozo en millones de dólares y el *break-even* mínimo para cubrir los CAPEX, OPEX e impuestos que se verifica en la explotación *on-shore*.

Para la producción de tipo convencional *on-shore* el costo por pozo promedio fue para la cuenca del Noroeste de U\$\$ 6 MM, en tanto que, para la Neuquina, ascendió a U\$\$ 7,25 MM. En este último caso los resultados oscilaron desde los U\$\$ 5 MM hasta el extremo de 10 U\$\$ MM para dos casos, por lo cual estos provocaron un promedio ponderado más elevado para los convencionales, ya que comúnmente se encuentran en costos más cercanos a los U\$\$ 5MM.

Para el caso del *tight gas* de la cuenca Neuquina, el costo por pozo se ubica en un promedio ponderado por encima de los U\$\$ 10 MM. Este se encuentra fuertemente influenciado por el área Aguada Pichana Este, que posee un EUR²⁰ considerablemente más elevado que el resto, por lo que posee más peso y un elevado costo respecto del resto (mayor a U\$\$ 10 MM frente a un promedio de U\$\$ 7,5 MM).

En cuanto a las explotaciones de tipo *shale gas* en la cuenca Neuquina, el promedio de costo por pozo fue de U\$\$ 12 MM, lo que representa mayormente los datos obtenidos para las áreas Fortín de Piedra, El Orejano y Aguada Pichana Oeste.

²⁰ EUR: *Estimated Ultimate Recovery*. Es la cantidad aproximada de producto que es potencialmente recuperable o que ha sido recuperada de una reserva o pozo. Investopedia.com

Para la estimación de costos por pozos se tuvo en cuenta el CAPEX de perforación, terminación, e instalaciones del pozo.

Los costos para cada área van creciendo de acuerdo con la profundidad, tipo de pozo perforado y set de fracturas utilizados. Por ejemplo, para pozos horizontales, los costos por pozos se encuentran en torno a los 8 y 12 millones de dólares, aunque se verificó un marcado descenso en los últimos años. Por ejemplo, en Loma Campana y Amarga Chica, estaban en el orden de 18 y 20 millones de dólares en el año 2016 respectivamente, dependiendo de la profundidad y tipo de pozo. Por su parte, los pozos verticales se encuentran entre 4,5 y 7,5 millones de dólares²¹.

Esta diferencia surge debido a la mayor profundidad de los pozos horizontales (hasta 4500 metros versus 2000 metros en verticales), y a que la cantidad de set de fractura se incrementa según la profundidad pasando de 3 hasta 8 fracturas. Para el caso de los pozos de *shale* gas, la cantidad de fracturas pasa a un promedio de 18 por pozo.

Para las explotaciones de tipo *off-shore* el costo por pozo aquí expresado no representa aquel que se conoce como de aguas profundas sino más bien aquellas de tipo “*shelf*”, que es una porción continental sumergida bajo una zona relativamente superficial. Para el caso de Argentina, las áreas consideradas corresponden a Magallanes-Poseidón, Cuenca Marina Austral 1, Las Violetas, Estancia Agua Fresca. En su mayoría, con una profundidad relativamente baja, por ejemplo, para el caso de Cuenca Marina Austral es de 15-75 metros, para el caso de Magallanes-Poseidon 55-90 metros, excepto para el caso de Estancia Agua Fresca, donde la profundidad es superior a los 1400 metros.

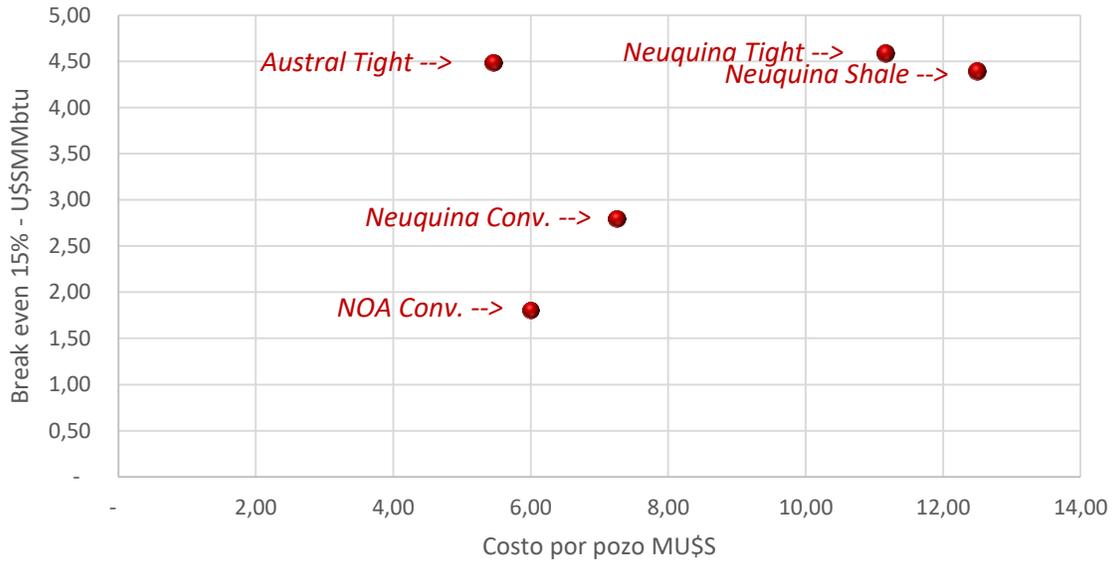
Debido a la heterogeneidad dentro de los campos *off shore*, no puede establecerse un valor promedio que sea representativo ya que cada una de ellas tiene características y costos particulares. Aunque el costo promedio por pozo para estas áreas *off-shore* mencionadas fue de U\$S 61 MM, depende de muchos factores desde la profundidad del reservorio y la presión, la geología, la proximidad con otras áreas, la distancia a la infraestructura de superficie, la tecnología e infraestructura. Por ejemplo, para el caso de la Cuenca Marina Austral, se estima que con el costo de perforación y terminación de pozos está en el orden de más de U\$S 70 MM, aunque en determinados años ha alcanzado los U\$S 140 MM por este concepto, y U\$S 20 MM para el caso de Magallanes-Poseidón. En definitiva, el costo de capital puede variar mucho de acuerdo a la profundidad. Por ejemplo, para áreas de aguas profundas en el Golfo de México, de 6.000 metros de profundidad el costo de perforación por pozo puede encontrarse entre los U\$S 120 MM y U\$S 200 MM²².

En el siguiente gráfico, se muestra la relación entre el precio de corte y el costo por pozo con excepción de la explotación *off-shore* por lo anteriormente señalado.

²¹ YPF – Vaca Muerta. Field Trip. Junio 2019.

²² Energy Information Administration & IHS. Oil and Gas Upstream Cost Study. Octubre 2015.

Gráfico 12 - Precio de corte en U\$\$/MMbtu y costo por pozo en millones de dólares por tipo y cuenca



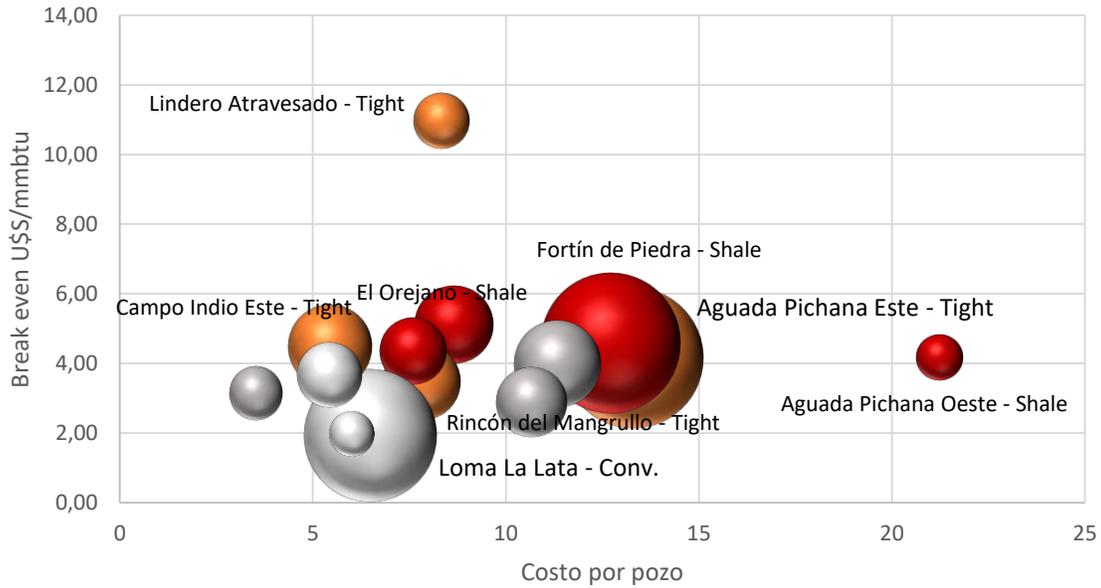
Fuente: elaboración en base a resultados consolidados. Promedio ponderado por área y volumen de producción.

El siguiente gráfico ilustra por área el precio de corte *break-even* y el costo por pozo, dimensionando mediante el tamaño de la burbuja para cada área de acuerdo con su EUR.

Como se observa, para dimensionar la importancia de las áreas, varias de aquellas nuevas no convencionales poseen un tamaño similar a la emblemática Loma La Lata de tipo convencional, tales como Fortín de Piedra, Aguada Pichana Oeste, y en menor escala El Orejano, Aguada Pichana Este y Campo Indio, aunque estas poseen un precio de corte superior a la tradicional área convencional y un costo por pozo en general por encima de los U\$S 10 MM.

No obstante, para las áreas de tipo *tight* el costo por pozo se encuentra en un rango de 5 a 10 millones de dólares, con excepción de Aguada Pichana Este.

Gráfico 13 - Precio de corte en U\$\$/MMbtu, costo por pozo en millones de dólares por tipo y área. Tamaño de burbuja EUR.



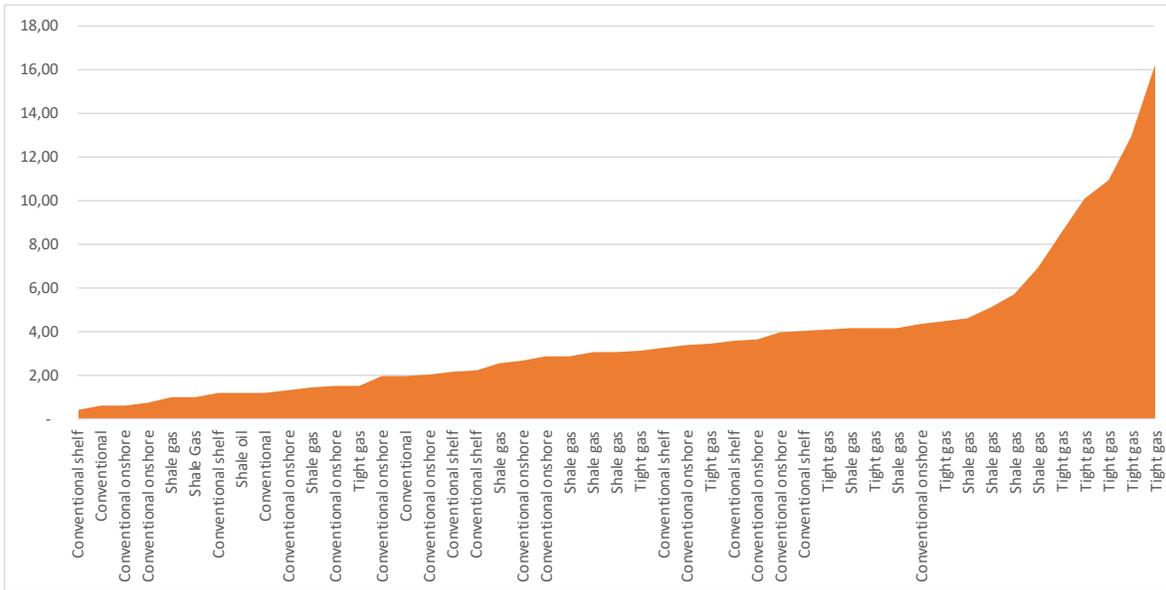
Curva de oferta de gas natural de acuerdo a precios de corte *break-even*.

Luego de obtener para cada área analizada el precio de corte con el cual se cubren los costos de producción operativos, de capital, y los impuestos a la producción, descontados a una tasa del 15% y se los ordena de acuerdo con el precio de corte obtenido de menor a mayor se puede aproximar a una curva de oferta de gas natural. Su ingreso al mercado estaría condicionado en cuanto a que el precio vigente en el mercado cubra el precio de corte mencionado precedentemente. Esto, de acuerdo con los resultados obtenidos de precios *break-even* 15%, que consideran todo el ciclo del proyecto (excluyendo la etapa exploratoria), y sin distorsiones regulatorias que modifiquen los incentivos de ingreso.

Como puede observarse, con precios en el mercado oscilando entre los 3 y 4 U\$\$/MMbtu de acuerdo a los observados en los últimos años y las perspectivas descriptas en los escenarios posibles, existen numerosas áreas de las analizadas, cuyos precios de corte se encuentran por encima de los 4 U\$\$/MMbtu²³.

²³ Debe considerarse que no se trata del universo de áreas de producción, sino de una muestra, por lo que no refieren al total de producción del país.

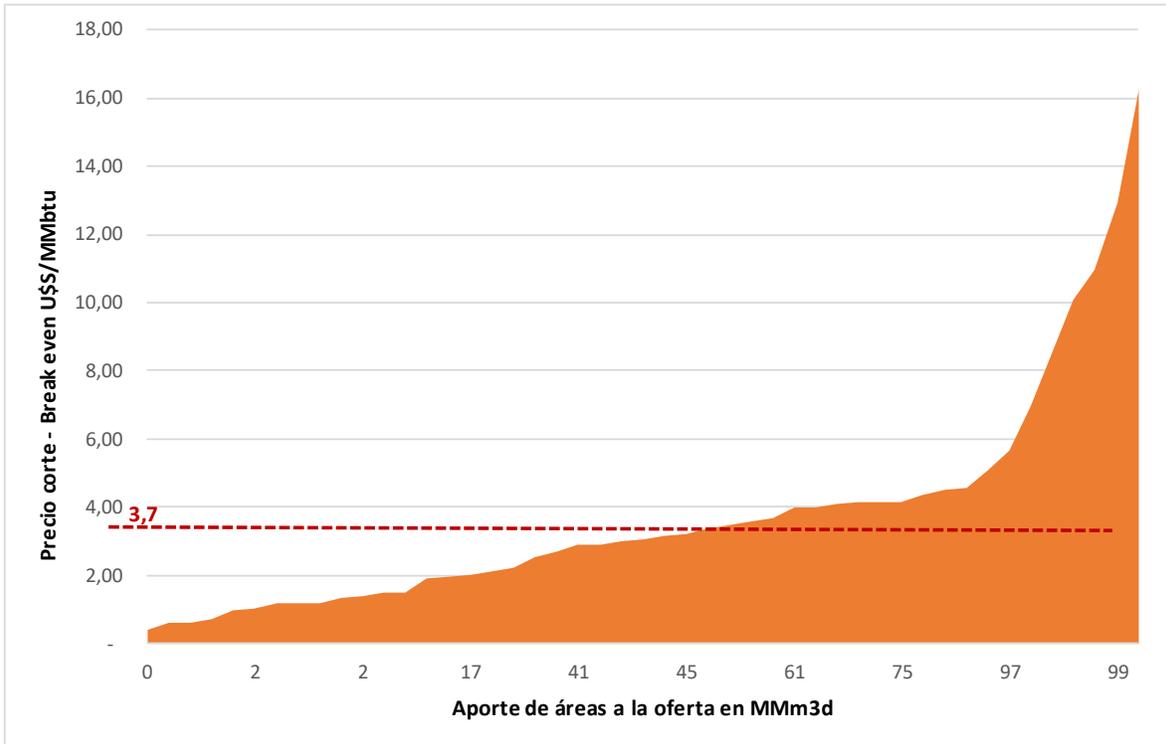
Gráfico 14 - Precio de corte *break-even* en U\$\$/MMbtu y áreas de producción 2020



Nota: curva de oferta a partir del costo *break-even* 15% que cubre el ciclo del proyecto, excluyendo los gastos de exploración para una muestra de 47 áreas por un total de 100 MMm3d de acuerdo con la producción del año 2020.

A un precio de 3,7 U\$\$/MMbtu, de 47 áreas consideradas por un total de 100 MMm3d, en teoría unas 17 de ellas quedarían fuera de posibilidad de ingresar en el mercado en forma competitiva cubriendo los costos de producción, lo que representan unos 42 MMm3d de la muestra considerada de acuerdo con el EUR y la producción de cada uno de ellos. En cambio, ingresarían a la oferta unas 30 de ellas, que representan el 58 MMm3d considerando la producción de 2020.

Gráfico 15 - Precio de corte *break-even* en U\$S/MMbtu y áreas de producción 2020



Nota: curva de oferta a partir del costo break-even 15% que cubre el ciclo del proyecto, excluyendo los gastos de exploración para una muestra de 47 áreas por un total de 100 MMm3d de acuerdo con la producción del año 2020.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que este ejercicio se realiza en forma teórica considerando un mercado competitivo libre de distorsiones.

La adopción de un nuevo esquema de precio de incentivo, luego del fin de la Resolución 46-E/2017, en este caso a un precio tope de 3,7 US\$/MMbtu, brinda la posibilidad de ingresar un volumen por 70 MMm3d, ya que la diferencia entre los precios de subasta y el de estímulo sería aportada por el Estado. De la experiencia de 2019 y 2020, es posible que productores mantengan la estrategia de ofrecer precios mínimos de subastas por debajo de sus costos, asegurándose el ingreso al programa, aportando volúmenes de áreas con precios de corte *break-even* más elevados, que ya poseen costos hundidos.

Sucede que el proyecto de Resolución, dicha compensación es por la diferencia entre el precio efectivo de mercado o subasta, y otro promedio a 3,70 US\$/MMbtu. Todo el volumen adicional a los 70 MMm3d que promueve el plan no ingresaría a dicha compensación. Debe considerarse que del anterior esquema de incentivo (Resolución 46) han quedado en estado de evaluación o *stand-by* unos 13 proyectos ingresados que solicitaron los beneficios, mientras que 8 proyectos aprobados esperaban liquidación de subsidios. No obstante, incluso aquellos aprobados hoy se encuentran con compensaciones adeudadas esperando definición.

Tabla 4 - Estado de situación de proyectos presentados Resolución 46-E/2017

ÁREA	OPERADOR	TIPO	ESTADO
FORTIN DE PIEDRA	TECPETROL	SHALE	APROBADO
AGUADA PICHANA ESTE	TOTAL	TIGHT Y SHALE	APROBADO
RINCON LA CENIZA	TOTAL	SHALE	APROBADO
CAMPO INDIÓ ESTE - EL CERRITO	CGC	TIGHT	APROBADO
ESTACION FERNANDEZ ORO	YPF	TIGHT	APROBADO
LA RIBERA I Y II	YPF	SHALE	APROBADO
AGUADA PICHANA OESTE	YPF	SHALE	APROBADO
AGUADA DE CASTRO	PAE	SHALE	APROBADO
HUINCUL	YPF	TIGHT	EVALUACIÓN
EL OREJANO	YPF	SHALE	EVALUACIÓN
AGUADA DE LA ARENA	YPF	SHALE	EVALUACIÓN
RIO NEUQUEN	YPF	TIGHT	EVALUACIÓN
AGUA DEL CAJON SENILLOSA ESTE	CAPEX	TIGHT	EVALUACIÓN
CENTENARIO	PLUSPETROL	TIGHT	EVALUACIÓN
LOMA NEGRA	CAPEX	TIGHT	STAND BY
LAS TACANAS	YPF	SHALE	STAND BY
CERRO LAS MINAS	YPF	SHALE	STAND BY
RINCON DEL MANGRULLO	YPF	TIGHT Y SHALE	STAND BY
LA CALERA	PLUSPETROL	SHALE	EVALUACIÓN
PUNTA SENILLOSA	TECPETROL	TIGHT	EVALUACIÓN
SIERRA CHATA	PAMPA	TIGHT	EVALUACIÓN

Oportunidades de mejora de competitividad hacia adelante

De los resultados obtenidos, los posibles precios de mercado, y la inminente finalización de los programas de estímulo, a lo sumo en tres años más, en su nueva versión, a los que se sumó el conflicto por la interpretación de la forma de liquidación que llevó a reducir el ritmo de explotación de algunas áreas, se desprende que varias de las formaciones no serían comercialmente explotables considerando su ciclo de producción, por lo cual no podrán incorporarse a la oferta. En especial nuevas explotaciones y aquellas de mayor profundidad que requieren un mayor número de fracturas, o aquellas que poseen mayores costos operativos.

Considerando la perspectiva de precios de incentivo por debajo de los 4 U\$S/MMbtu, resulta pertinente explorar sobre las posibilidades de reducción de costos de producción en boca de pozo en una perspectiva de cinco años vista, teniendo en cuenta que es el período en el cual los proyectos no convencionales comienzan a declinar en forma pronunciada y se requiere el inicio de nuevos proyectos hoy en etapa piloto o no iniciados.

Analizando la estructura de costos para todo tipo de explotación, se destaca una elevada participación del *Government Take* a través del componente impositivo y regalías, lo cual implica que sería propicia la búsqueda de una reducción en dicha carga para la mejora de la competitividad, aunque depende de factores exógenos como la política económica o el esquema de regalías a adoptar.

Otro camino para la reducción de costos de cara a 2025 es la mejora de la productividad que redundaría en una mayor tasa de recuperación por pozo (EUR). Esto implicaría menores precios de corte, manteniendo la inversión por pozo.

Los perfiles de producción de los pozos por área arrojan una elevada variabilidad en los posibles volúmenes de recuperación de los recursos de *tight gas* y *shale gas* de la cuenca Neuquina. Esto implica que debe obtenerse mayores precisiones respecto a las posibilidades de recuperación, en especial en los proyectos en etapas piloto de manera tal de obtener mejores aproximaciones en cuanto a qué volumen puede recuperarse mejorando prácticas de productividad o tecnológicas.

El recorrido en cuanto a incorporar más áreas a los precios de mercado apuntando a obtener mayores EUR, más que apuntar a poner en valor el potencial de recursos, refleja la necesidad de mejorar la productividad y reducir los costos para ser explotados de una manera rentable bajo los parámetros de mercado, sin contar con los precios incentivos de mandato.

De acuerdo con Mélodie Mistré-Morgan Crénes-Manfred Hafner, el desarrollo de gas no convencional requiere la construcción de operaciones masivas equivalente al denominado pozo factoría, y en especial para el caso de *shale gas*, basada en la estandarización y especialización de tareas, procesos confiables en orden de incrementar la producción y el uso de información estadística para mejorar la estrategia de producción. En la industria de desarrollo de recursos no convencionales se recomiendan prácticas para obtener reducciones de costos y mejorar la eficiencia en la construcción de pozos como economías de escala y *bundling* de servicios; eficiencia en manejo de materiales; servicios de integración vertical, entre otros²⁴.

²⁴ Mélodie Mistré-Morgan Crénes-Manfred Hafner. Shalegas production costs: historical developments and Outlook. Insight_E European Commission

Explorando en mejora en prácticas de reducción de costos

Acceso a un mercado competitivo en la industria de servicios.

El acceso a una apropiada oferta de servicios petroleros sin duda contribuye fuertemente a la reducción de costos. Los costos de perforación y terminación de pozos dependen mucho de aquellos destinados al alquiler de equipos de perforación, set de fracturas, *tubing*, entre otros. La multiplicación de servicios calificados contribuye a reducir los costos. Por ejemplo, en Estados Unidos, los costos de las plataformas de perforación han experimentado un descenso tras la presión de una mayor competencia en la oferta de dichos equipos alcanzando a unas 7000 compañías activas en la producción de gas (Mélodie Mistré-Morgan Crénes-Manfred Hafner)

Mejora de las técnicas a utilizar.

La tecnología empleada ha sido un factor clave para la reducción de costos en Estados Unidos. Un ejemplo ha sido el cambio de técnicas de perforación vertical a horizontal, lo cual permitió una mayor recuperación por pozo, y por lo tanto un menor costo unitario, aunque se haya incrementado el costo de capital al inicio. Es así como se ha logrado una mayor producción por equipos activos en Vaca Muerta. Pero también se requiere una mejora en los costos de perforación de pozos, y para ello las mejoras en las técnicas también son importantes. Por ejemplo, las perforaciones multi-pad permite una considerable mejora en las economías de escala mediante la utilización de las mismas instalaciones por parte de varios pozos, de manera tal de que los costos puedan ser repartidos. En Estados Unidos se han multiplicado este tipo de prácticas pasando de 5% del total hasta llegar a más del 60% entre los años 2006 y 2013 período de mayor expansión del *shale* en dicho país.

Costo de financiamiento del capital.

Otro factor clave para la reducción de los costos es la necesidad de mejorar el costo de financiamiento del capital. Como fue demostrado en este documento, la tasa de descuento o financiamiento de los proyectos resulta altamente sensible a la hora de calcular el precio de corte por el cual se evalúa un área. La facilitación de acceso al financiamiento o fondos propios para las operaciones de *shale* resulta crucial, en donde a diferencia de la explotación convencional la continua inversión en perforación de pozos para sostener la producción es necesaria. Por lo tanto, se requiere un fluido acceso al financiamiento como de disponibilidad de divisas para ingresar o para el repago de los créditos obtenidos para la actividad.

De los resultados obtenidos, hay que considerar que existe una elevada incertidumbre respecto a las técnicas de recuperación de los recursos debido a que la producción acumulada para cada área o pozo varía ampliamente tanto para los pozos de *shale* como de *tight gas*.

Hasta el momento, los resultados de la explotación de Vaca Muerta reflejan en gran parte el denominado *swet spot*, donde el EUR es más elevado y por lo tanto los costos unitarios son menores. El desafío recae en que las mejoras de las técnicas como de las prácticas productivas permitan recuperar recursos desconocidos o considerados no rentables hasta el momento y así poder incorporarlos a la oferta.

En cuanto al acceso a insumos claves como el *propant* (arena de fractura), la adquisición local de este insumo ha significado una reducción de costos de terminación evitando el costo de importar este insumo.

En el último año, la industria ha tendido a la producción de petróleo debido a una situación de sobreoferta debido a los incentivos del gas natural. Sin embargo, hay que prestar atención en la producción de gas asociado a dicha producción de petróleo, lo que permite mediante un subproducto reducir la curva de costos unitarios de gas.

Parte 3. Potencialidad de incremento de la oferta de gas natural dados los costos actuales

Con el objetivo obtener un horizonte de producción de hidrocarburos de gas natural para los próximos diez años, en función de la evidencia obtenida en la segunda parte se realizaron ejercicios de prospectiva basados en simulaciones de la demanda de gas natural, oferta y balance de abastecimiento a partir de diferentes variables explicativas como niveles de producción, precios de petróleo y gas natural, horizonte de demanda, de acuerdo a diferentes hipótesis sobre el comportamiento de la economía en general, como también del horizonte de acomodamiento de precios tanto en los segmentos aguas abajo como aguas arriba.

Para la configuración de las variables se consideraron dos escenarios, Escenario 1 base, y otro, Escenario 2 alternativo.

Esto, en el marco de una elevada volatilidad de la coyuntura al momento de la edición de este documento en variables de interés que afectan el desenvolvimiento del sector energético local como el tipo de cambio, el crecimiento económico, el acceso al mercado de cambios y giro de utilidades, y los cambios en la implementación de políticas sectoriales, los escenarios de prospectiva y simulación deben tomarse como un ejercicio dinámico.

Esto implica que los resultados deben ser analizados de acuerdo con el momento en el que se realizan las proyecciones, por lo cual resulta óptimo efectuar revisiones periódicas de forma tal de realizar un análisis ajustado en función de los cambios que se producen en las variables explicativas. En una coyuntura de elevada volatilidad, dichas variables son afectadas fuertemente, lo cual altera las tendencias de largo plazo, y las decisiones sobre las hipótesis a tomar en cuenta.

Supuestos utilizados para las estimaciones

Precios de referencia internacional

Para el caso de los precios de referencia internacional se utilizan las proyecciones de agencias internacionales tanto para el petróleo crudo de tipo *Brent*, el gas natural como el *Henry Hub*, gas natural licuado GNL de referencias en los mercados asiáticos, europeos y de Japón. Particularmente, se tuvieron en cuenta las series de proyecciones de parte de la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), como también las del Banco Mundial tanto de corto plazo como de mediano plazo. Para el corto plazo se tiene en cuenta el informe *Short-Term Energy Outlook* (STEO) de la EIA, de donde se consideran los años 2020 y 2021, mientras que, para el mediano plazo se utiliza el *Annual Energy Outlook* (AEO) del EIA del año 2020 como referencia, aunque con un empalme con el anterior, dada la diferencia entre las dos series de datos.

Se utilizan los precios del caso denominado “*reference case*” del AEO calculados por la EIA, aunque ajustados por el empalme con las series STEO. Las series de mediano plazo a partir del año 2021 fueron empalmadas con las STEO de corto plazo dado que no necesariamente coincidían unas de

otras. Se tomaron en cuenta los precios del año 2020 como cerrados en función de la estimación STEO, y a partir de allí, empalmadas con el mencionado escenario.

Hay que considerar que para el caso de *reference case* de EIA, este Organismo asume que las leyes y regulaciones actuales del sector energético, permanecen inalteradas durante el período de proyección, considerando aquellas conocidas hasta el momento.

Por otra parte, Estados Unidos se convierte en un exportador neto de energía en 2020 y lo sigue siendo durante todo el período de proyección como resultado de su incremento en la producción de petróleo crudo, y en especial de gas natural y líquidos de plantas de gas natural (NGPL) al tiempo que se da un lento crecimiento en el consumo de energía de Estados Unidos. Continúa desarrollando recursos de *tight* y *shale* gas que soportan el crecimiento de las plantas NGPL. Estos volúmenes desde las formaciones de Estados Unidos mantienen cierta presión a la baja los precios mundiales. De todas formas, estima que estos bajos precios del gas no condicionan los desarrollos de ese país ya que se relacionan con producción de gas seco de las formaciones petroleras que dependen más del precio del petróleo que del gas natural²⁵. De esta forma, la exportación del gas natural licuado (LNG) se incrementa en forma significativa mediante instalaciones actualmente en construcción, y permite el incremento de la capacidad exportadora luego de 2022 (EIA-AEO, 2019-2020).

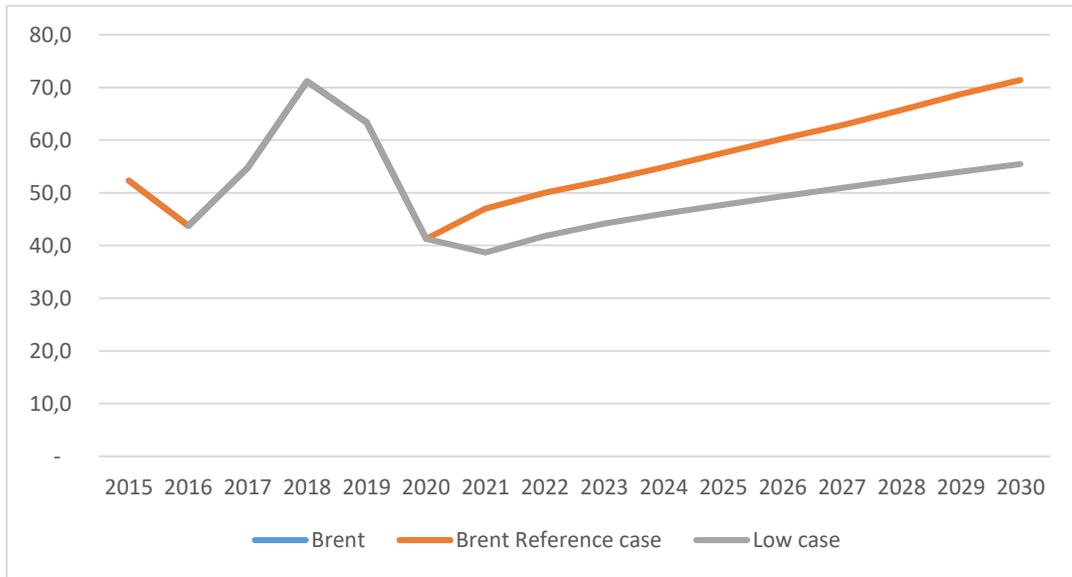
Los precios de referencia internacional de acuerdo con el contexto actual y las perspectivas resultan de un crecimiento moderado, ciertamente amesetado hasta el año 2021 afectados en un valle entre 2020 y 2021 debido a los efectos del COVID-19, a partir de cuando comienza una tendencia levemente creciente para el caso del Brent y para el gas natural de tipo *Henry Hub*.

Este débil desempeño en relación con anteriores estimaciones para los precios de referencia internacional se relacionan con un magro crecimiento económico mundial inferior al 2% anual hasta el 2030.

A continuación, se grafican los precios considerados tenidos en cuenta para la construcción de escenarios como el *Reference Case*, aunque también se visualiza el denominado *Low Case* elaborado por EIA a modo de referencia. Se aclara que, para la construcción de flujos de fondos, se toma la serie de precios de referencia *Reference Case* ajustadas.

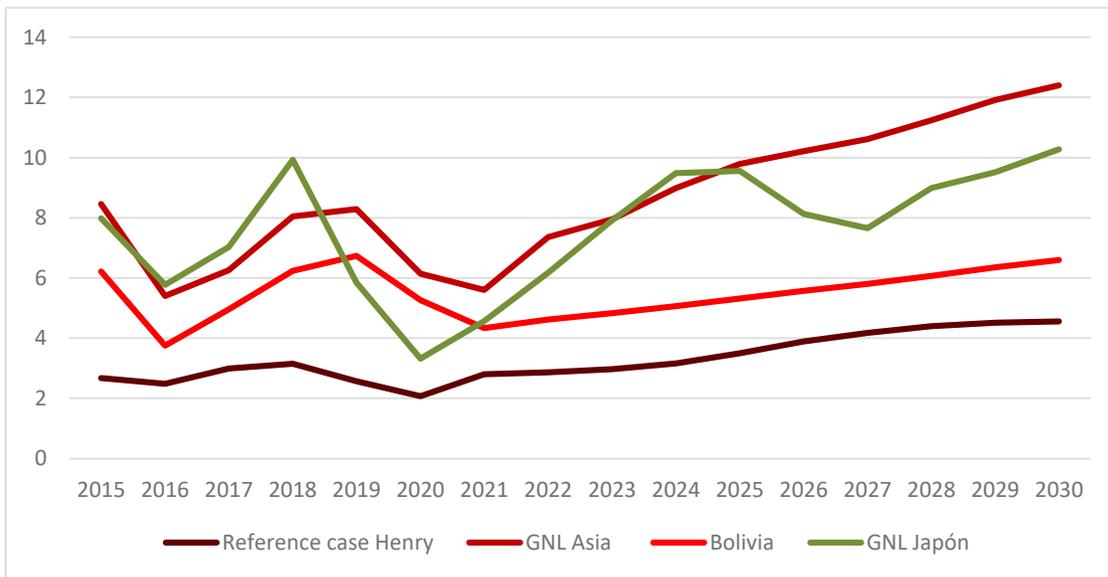
²⁵ Annual Energy Outlook 2020. U. S. Energy Information Administration. Office of Energy Analysis U.S. Department of Energy Washington, DC 20585

Gráfico 16 -Precios proyectados 2030 de referencia internacional de petróleo crudo – Dólares por barril – Reference case ajustada



Fuente: elaboración en base a EIA

Gráfico 17 -Proyección de precios 2030 de referencia internacional de gas natural – Dólares por millón de BTU



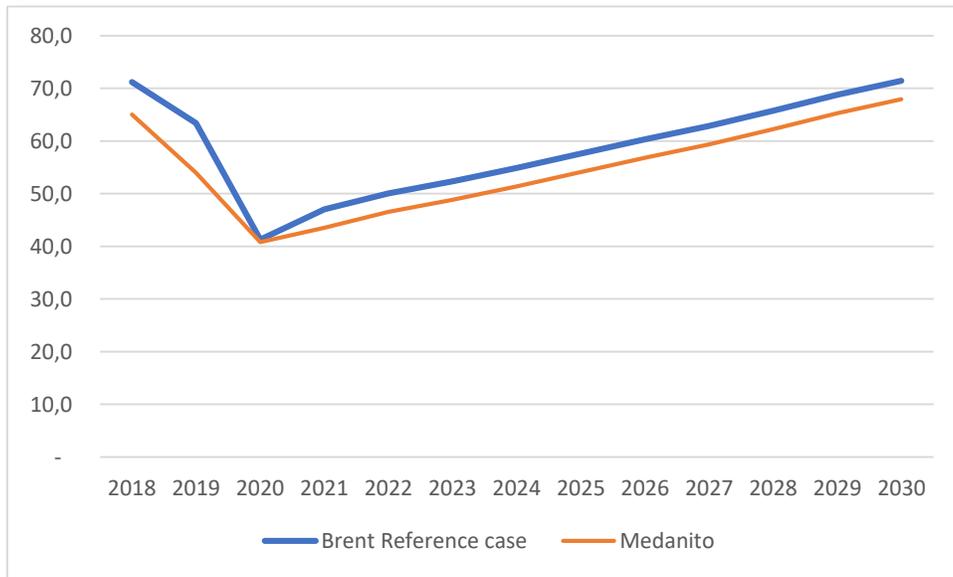
Fuente: elaboración en base a EIA y Banco Mundial

En cuanto a los precios de referencia locales, para el petróleo se realizaron las siguientes consideraciones:

Se toma en cuenta el precio percibido por el productor del crudo de tipo Medanito, el que se obtiene en el yacimiento Vaca Muerta. Este es relevante tanto para los pozos de gas asociado a la producción petrolera como los de gas en los cuales se toma el petróleo como subproducto.

Si bien desde el año 2017, el precio interno venía en un proceso de convergencia respecto de las referencias internacionales, la implementación de los derechos de exportación (Decreto 793/2018) con una suma fija en ese momento de 4\$ por dólar exportado implicó una diferencia cerca de un 10% del precio FOB. Con posterioridad, en el 2019 se sancionaron los Decretos 566/19 y 601/19 y Resolución SGE 557/19 que se implementaron luego del salto del dólar tras los resultados de las elecciones primarias (PASO) del 11 de agosto. En ella se establecen precios de referencia (59 dólares por barril para el mercado interno a un tipo de cambio de 49,30 pesos por dólar, y con la última modificación quedó en \$51,77/U\$S)²⁶, lo cual implica un precio percibido de 44 U\$S. No obstante, lo anterior, estas medidas de fijación de precios y tipo de cambio fueron temporarias y finalizaron el 13 de noviembre de 2019. Como resultado, el precio promedio del año 2019 está un 20% por debajo de las referencias internacionales. Durante el año 2020, se sancionó el Decreto 488/2020 el cual estableció un precio de comercialización local de 45 dólares por barril para el Medanito, mientras que el Brent durante el mes de abril (cuando se sancionó) promediaba apenas por encima de los 20 dólares a raíz de los efectos de la pandemia. Estas alteraciones locales se consideran transitorias. Posteriormente, se espera una trayectoria similar a la de las referencias internacionales.

Gráfico 18 -Precios proyectados 2030 de referencia local de petróleo crudo – Dólares por barril



Fuente: elaboración en base a EIA

²⁶ Resolución SGE 688/2019 del 31 de octubre de 2019.

Precios y tarifas de gas natural

Para la construcción de los escenarios tanto de producción como del balance de gas natural se considera que se encuentran condicionados por los posibles escenarios de precios en el *upstream* y en las tarifas de distribución. Esto, teniendo en cuenta la actual coyuntura política y económica del país en donde rigen medidas de emergencia y una fuerte volatilidad de variables que impactan fuertemente las decisiones del sector energético, en especial el tipo de cambio.

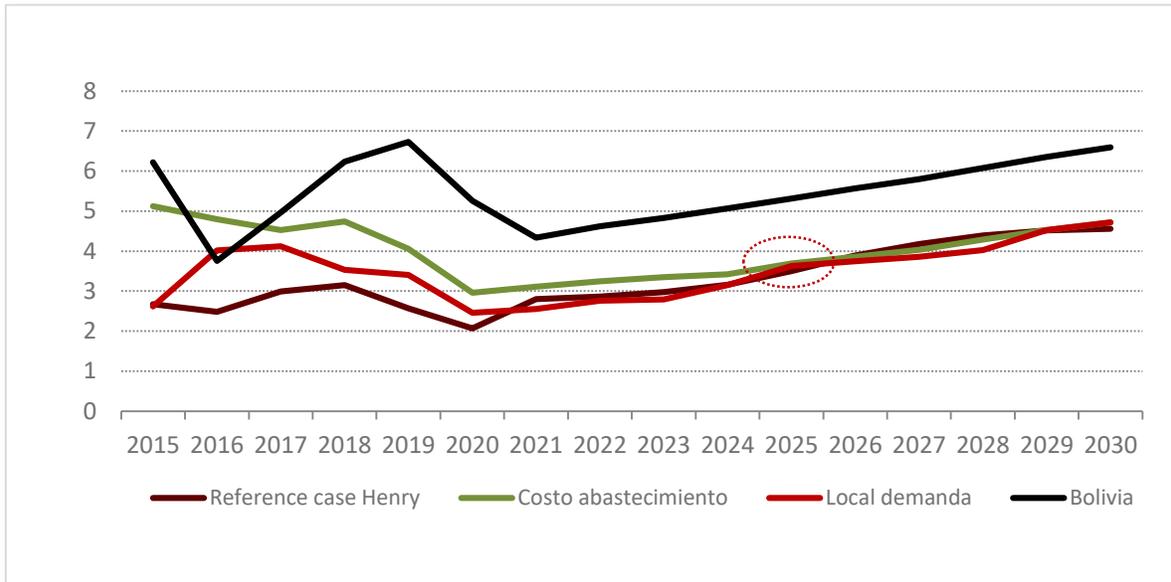
A partir del congelamiento tarifario implementado durante el mes de agosto, que rige en la actualidad, y bajo el supuesto de una considerable probabilidad de que la nueva administración gubernamental implemente cierta pesificación de las tarifas, aumentarán las dificultades para efectuar el denominado *pass-through* de precios desde el sector productor hacia el final de la cadena. Esto condiciona los escenarios de precios y tarifas percibidos en dólares, para los cuales se evaluaron supuestos de actualizaciones de precios parciales en diferentes grados, según el escenario base o alternativo.

Para ambos escenarios se considera como altamente probable la continuidad del congelamiento en pesos de las tarifas residenciales, prolongándose en alguna medida incluso más allá de 2020, ocasionando una fuerte caída en el precio de gas pagado por la demanda en torno a 2,5 dólares por MMbtu, lo cual, en teoría sería financiado con subsidios a la demanda.

En cuanto al Escenario 1, para el año 2021 se establece un supuesto de ajuste de tarifas en pesos en línea con la inflación, aunque por debajo de la depreciación acumulada de la moneda entre 2020 y 2021, lo que implica una cierta mejora del precio pagado por la demanda respecto al año 2020, aunque se sostiene por debajo del costo de abastecimiento del sistema hasta el año 2024.

A partir de dicho año, los ajustes tarifarios se realizarán en línea con la inflación y depreciación del tipo de cambio, sosteniendo en dólares las tarifas con ajustes cada cuatro años que, aunque no totalmente, se acercan al costo de abastecimiento del sistema de gas natural, el cual contempla el costo de cuencas locales más el importado. Para el caso de los usuarios de usinas, industrias, y GNC, el precio del gas converge al costo de adquisición, lo cual ayuda a que el precio promedio ponderado pagado por la demanda siga la trayectoria del costo de abastecimiento, aunque se mantiene por debajo.

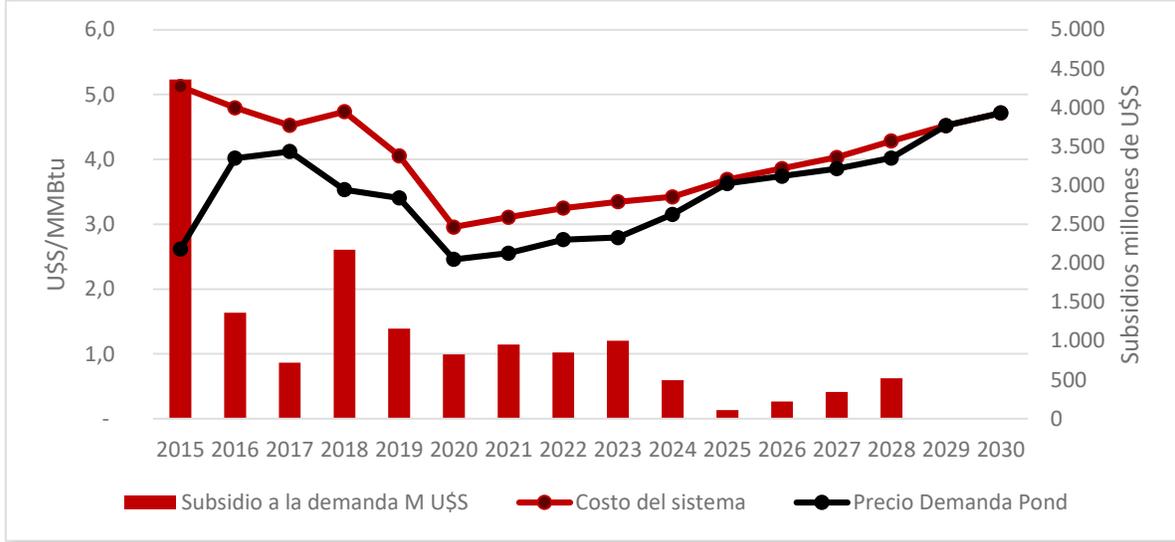
Gráfico 19 -Precios de gas natural Henry Hub, Bolivia y locales de abastecimiento y pagado por la demanda ponderado por tipo de usuario en U\$/MMBTU²⁷. Escenario 1.



Como consecuencia de los supuestos anteriormente explicitados, en el Escenario 1, se sostiene una diferencia entre el precio pagado por la demanda ponderado y el costo del sistema, por lo cual los subsidios a la demanda son importantes hasta el 2023 (superiores a los 1.000 millones de dólares), aunque posteriormente se reducen con un promedio de 242 millones de dólares tal como se muestra en el gráfico siguiente.

²⁷Referencias: Costo de abastecimiento: promedio ponderado por precio de cuencas locales convencional, no convencional, importaciones de Bolivia y de barcos GNL. Local demanda: precio promedio ponderado pagado por la demanda total de gas natural (Residencial, Usinas, Industrias, GNC, Comercial). Bolivia: Precio promedio anual de contratos de importación por gasoducto.

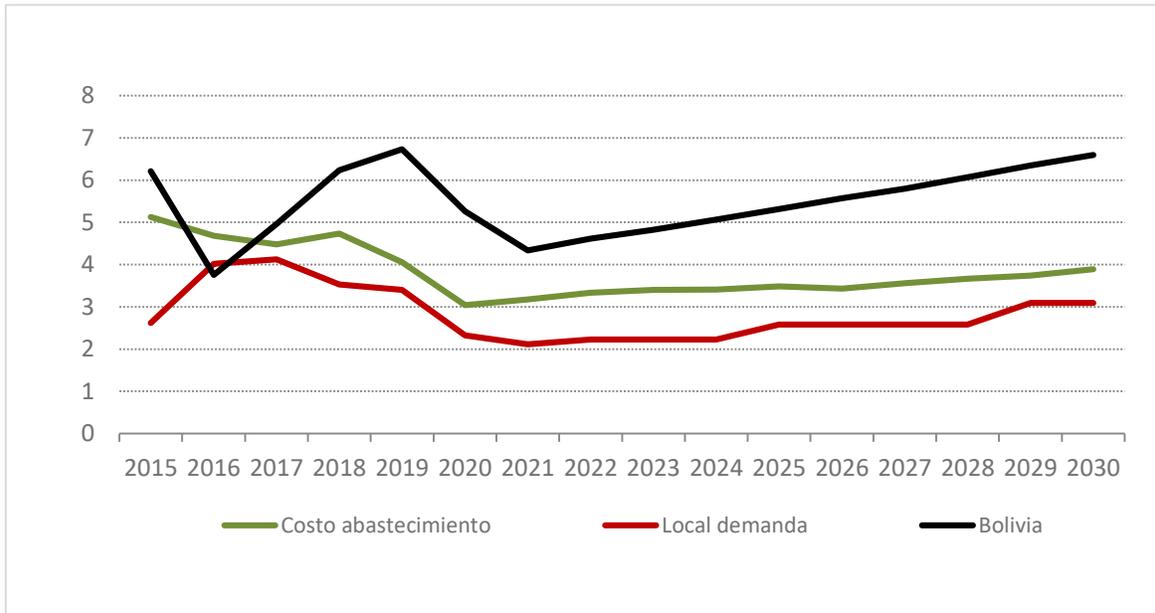
Gráfico 20 -Precio de gas natural pagado por la demanda en escenario 1 – promedio ponderado por tipo de usuario - y costo de abastecimiento del sistema en U\$S/MMBTU. Subsidios a la demanda de gas en millones de dólares (eje derecho)



Para el Escenario 2 alternativo, se considera un ajuste parcial de las tarifas para el año 2021 por debajo de la inflación y depreciación esperada, por lo cual las tarifas, y el precio promedio ponderado pagado por la demanda se reduce aún más en dólares respecto al 2020, y como consecuencia por debajo del costo de adquisición del gas, diferencia soportada por los subsidios.

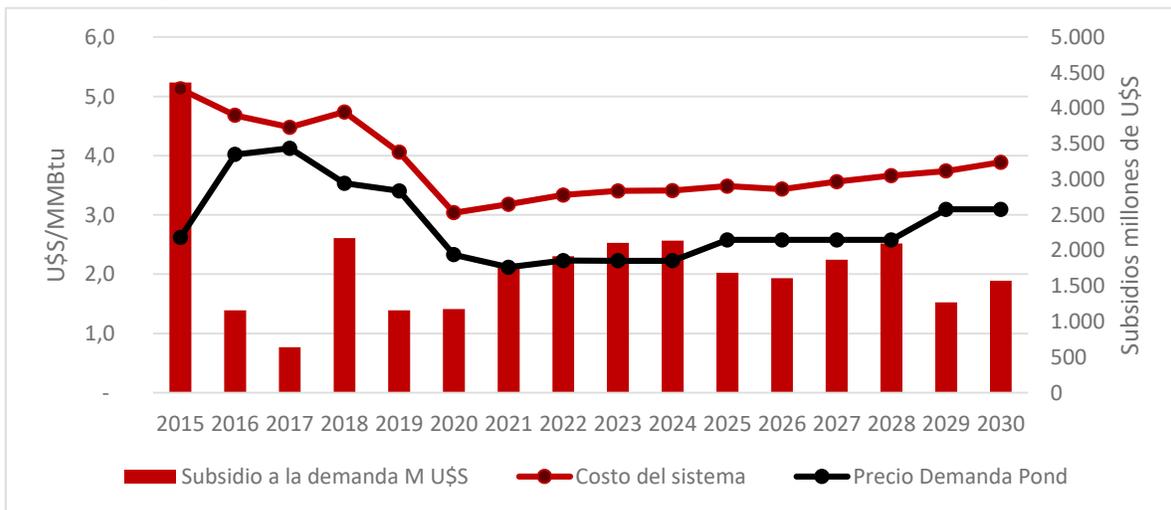
En los años posteriores, las tarifas se ajustan en línea con la inflación local y depreciación, manteniéndose en dólares, aunque arrastrando una diferencia contra el costo de adquisición del gas debido a que las actualizaciones a implementar se asumen en forma parcial. En este escenario, cada cuatro años se producen actualizaciones parciales que impactan el valor de las tarifas en dólares, aunque siempre por debajo de los costos de adquisición, lo que afecta el precio pagado por la demanda.

Gráfico 21 -Precios de gas natural, Bolivia y locales de abastecimiento y pagado por la demanda ponderado por tipo de usuario en U\$\$/MMBTU. Escenario 2.



A diferencia del Escenario 1, esta mecánica de ajuste parcial se replica para el resto de la demanda (Usinas, GNC e industrias), por lo cual la diferencia entre el precio promedio ponderado pagado por la demanda en dólares y el costo de abastecimiento del sistema resulta más significativa que en el Escenario 1, con ajustes parciales cada cuatro años, diferencia que es soportada por subsidios a la demanda que en promedio se encuentran en los 1.800 millones de dólares anuales para el período proyectado (2021-2030).

Gráfico 22 -Precio de gas natural pagado por la demanda en escenario 2 – promedio ponderado por tipo de usuario - y costo de abastecimiento del sistema en U\$\$/MMBTU. Subsidios a la demanda de gas en millones de dólares (eje derecho)



Esta dinámica de ajuste de precios y tarifas condicionan los escenarios de producción de gas en el *upstream*, situación que será detallada más adelante.

Demanda de gas natural

Para la estimación de demanda de gas natural se tuvieron en cuenta para los diferentes segmentos, variables de influencia, que en general están relacionadas al nivel de actividad económica, en especial para los segmentos de demanda residencial, comercial, Entes Oficiales, e industria, en tanto que para la demanda de GNC se evaluaron las perspectivas de penetración de este tipo de combustibles en el parque automotor. En cuanto a la demanda de usinas, lo esperado respecto al ingreso de centrales térmicas durante el período proyectado. En este último caso, para el parque de generación eléctrica se asume un mayor rol por parte de las provenientes de fuentes renovables en el incremento de la capacidad de generación en los años venideros, alcanzando un 20% de la generación provenientes de renovables hacia el final del período proyectado, frente a un 5% en 2019. Esto implica una caída de la participación de la generación de energía de fuentes térmicas de gas natural a menos del 50% a mediados de la década actual, frente a un 62,5% en 2019, y por lo tanto un amesetamiento de la demanda de gas natural por parte de usinas.

Por su parte, para el caso de la demanda residencial e industria se tomó en cuenta la siguiente proyección para el Producto Bruto Interno para los diferentes escenarios:

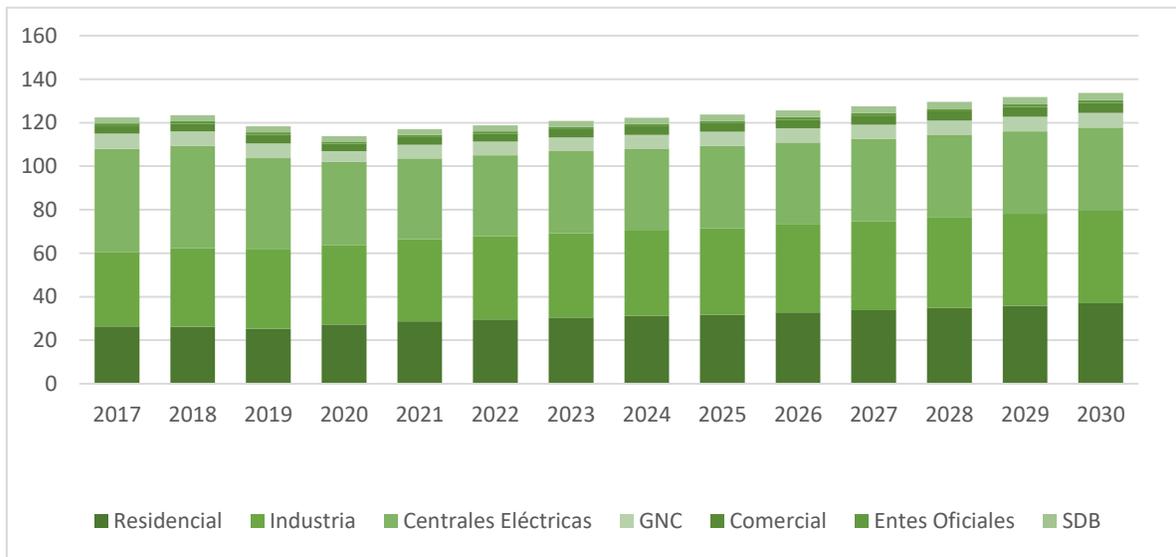
Gráfico 23 -Tasa de variación anual del Producto Interno Bruto de Argentina a precios constantes



Debe considerarse la particular coyuntura del año 2020 con una caída histórica del PBI esperada del 11,8% de acuerdo con las proyecciones del Fondo Monetario Internacional y el consenso de analistas del REM²⁸. Para los próximos años, se consideró el consenso de analistas del REM para el Escenario 1, mientras que para el Escenario 2 alternativo, se considera un menor crecimiento debido a las dificultades de recuperación bajo el supuesto de extensión de las dificultades en el mercado de cambios y la recuperación de Reservas Internacionales del BCRA, debido a los problemas de restauración de la confianza, lo que dilata los inconvenientes de normalizar el acceso a las divisas y la reapertura hacia las fuentes de financiamiento externas.

A continuación se expresan los resultados para la estimación de la demanda local de gas natural entregado al sistema por tipo de usuario donde puede observarse una trayectoria decreciente para el cierre de 2019 y el 2020 fuertemente afectada por la caída de la actividad debido a la baja de la demanda de centrales térmicas ante una mayor participación de renovables e hidráulica, para el periodo proyectado 2022-2030, condicionada al Escenario 1 de recuperación de la demanda a partir de una hipótesis de recuperación económica del año 2022 y luego una tendencia estable.

Gráfico 24 -Gas entregado por tipo de usuario en millones de metros cúbicos diarios

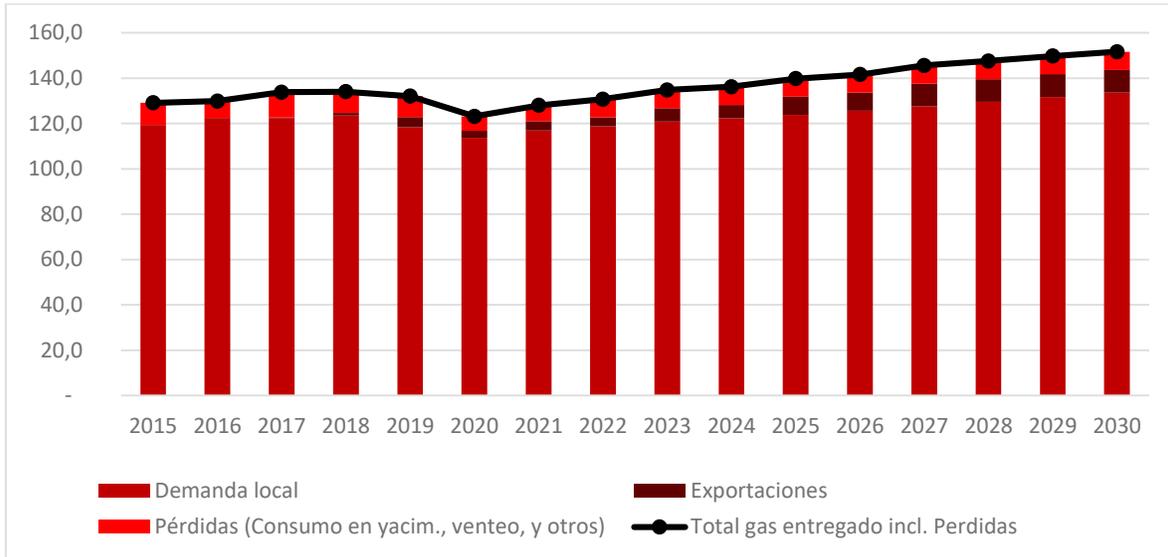


En función del abastecimiento de la demanda y lo proyectado en cuanto a la oferta locales, se consideran las posibilidades de exportación de gas natural por parte de Argentina, lo que permitirá en definitiva generar un flujo de demanda de mayor estabilidad a lo largo del año a través de una mayor apertura al mercado externo.

En el Escenario 1, la viabilidad de exportación se genera en principio, por la utilización de la infraestructura hacia el Pacífico a través de los gasoductos Gas Andes y Magallanes hacia Chile.

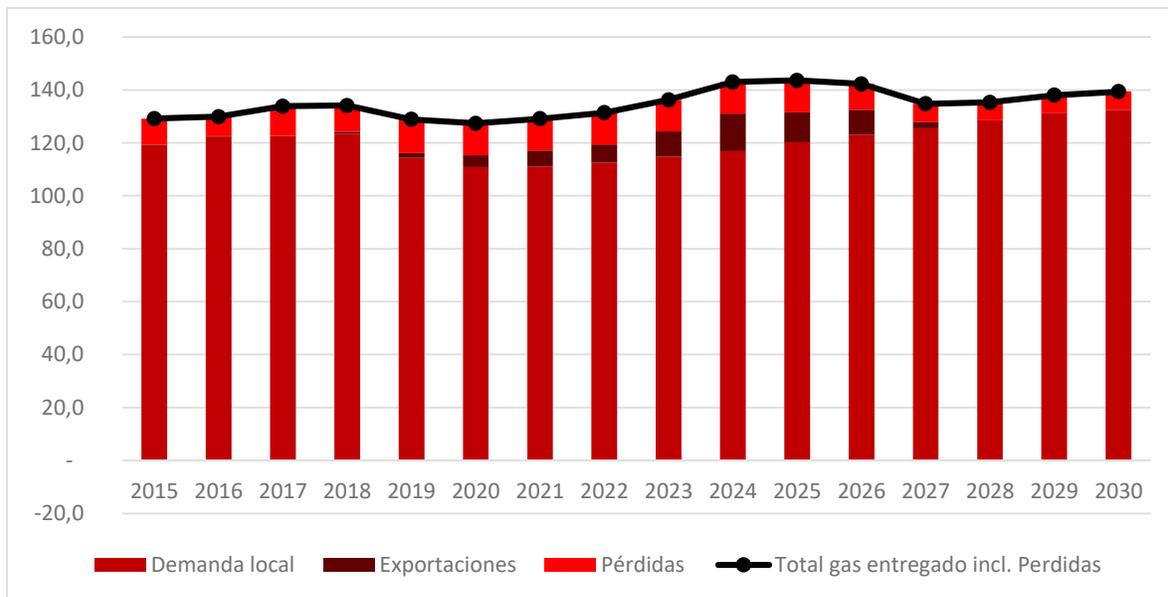
²⁸ Relevamiento de Expectativas de Mercado. Banco Central de la República Argentina.

Gráfico 25 -Demanda total de gas natural local y de exportación incluyendo pérdidas del sistema (inyección en yacimiento, venteo, otros). Escenario 1 –MMm3d-.



En el Escenario 2, las condiciones de explotación necesarias para el desarrollo de nuevos proyectos no son alcanzadas como se describirá más adelante, por lo cual los saldos exportables generados proveniente de los proyectos existentes se agotan, razón por la cual disminuye el total de gas entregado como se ve en el gráfico siguiente para el Escenario 2.

Gráfico 26 -Demanda total de gas natural local y de exportación incluyendo pérdidas del sistema (inyección en yacimiento, venteo, otros). Escenario 2 -millones de metros cúbicos diarios-.



Infraestructura: Plantas flotantes de regasificación (FSRU²⁹)

En cuanto a las necesidades de importación, el Escenario 1 resulta en una cierta mejora en el abastecimiento local recién en el año 2023, y producto de la elevada estacionalidad de la demanda, y de la baja esperada de la producción de los años 2020 y 2021, se considera la continuidad del uso de la infraestructura destinada a la atención del *peaking* invernal del buque de regasificación FSRU de Escobar de GNL con una capacidad nominal de 22 MMm3d, la restitución del buque FSRU Bahía Blanca de 17 MMm3d de capacidad y la ampliación del fluido del gasoducto de importación de Bolivia a 22 MMm3d. La caída de la producción del año 2020 y las demoras en la definición de un nuevo programa de estímulo a la producción de gas natural, ante una recuperación de la demanda de gas natural posterior, aunque parcial, implicará un aumento de las fuentes de GNL importado, por lo cual la FSRU de Escobar no sería suficiente.

Hay que considerar que las necesidades de abastecimiento e importación aumentan ante una eventual temporada fría en invierno en el país, lo cual se complica aún más ante un año seco en Brasil por la menor generación hidráulica, lo que incrementa la demanda de generación térmica y de gas natural. Ante esta situación, una eventual tercera terminal FSRU puede ser requerida. Asimismo, como se explicará más adelante, en el Escenario 2 o alternativo, las necesidades de importación aumentan considerablemente hacia el final del período proyectado debido al agotamiento de los proyectos existentes no convencionales y la falta de nuevos desarrollos.

En ese sentido, se considera en el Escenario 2 la existencia de una tercera planta FRSU, posiblemente la concreción del proyecto Sudestada. Este proyecto se encontró en carpeta en su momento, aunque en la actualidad está en estado *stand-by*. Sería una terminal flotante ubicada en el Río de la Plata a la altura del partido de Ensenada, sobre una plataforma flotante apoyada en cuatro pilotes en el lecho del Río de la Plata. Desde allí se conectaría a través de un gasoducto de 50 kilómetros hasta un punto de inyección de Metrogas, en la costanera de Buenos Aires. Con una capacidad nominal de 24 MMm3d, el proyecto apuntaba a abastecer a las tres mayores centrales térmicas (Central Costanera, Central Puerto, Central Dock Sud) a los fines de sustituir el consumo de combustibles líquidos (*gasoil* y *fueloil*) de las centrales durante los meses de invierno. El tipo de planta sería una unidad de regasificación de almacenamiento por gravedad (GSRU) con un pico de capacidad de 30 MMm3d. El monto de inversión requerido es de U\$S 600 millones.

Producción

Para la elaboración de la prospectiva de la producción de gas natural se realizan las siguientes consideraciones respecto de la tendencia de los últimos años como de la coyuntura actual.

²⁹ Por sus siglas en inglés *Floating Storage Regasification Unit*

En cuanto a la producción no convencional de Vaca Muerta, una expansión más allá de los resultados de este modelo, como el desarrollo masivo de nuevas áreas de explotación, se encuentran condicionadas por la construcción de un gasoducto conforme el requerimiento de transporte en firme de sus demandantes, entre ellos CAMMESA, o interrumpible en el caso de la exportación. Asimismo, esto requerirá del aumento de la capacidad de transporte que permita materializar la potencialidad de la producción no convencional.

En consecuencia, el crecimiento de la oferta proveniente de nuevos desarrollos que expandan la frontera de posibilidades de producción de este modelo se encuentra ciertamente sujeto a la expansión de la capacidad de exportación tanto vía transporte por gasoductos como GNL, que lideraría un consumo estable para dicha producción, como también a la posibilidad de avanzar a largo plazo en el desarrollo de un polo de valor agregado sobre el gas, ya fuere en su variante de LNG o en la industria petroquímica.

En este marco, se han proyectado los balances de producción e inyección de gas natural, que fueran elaborados para la producción local, teniendo en cuenta los esfuerzos realizados en el *upstream* y las medidas dictadas recientemente a los fines de promover la producción de gas local, como también la demanda proyectada.

Prospectiva de producción de gas 2030

Para la prospectiva de producción se establecieron dos escenarios: Escenario 1 (optimista) y Escenario 2 (pesimista), considerando además de las condiciones sobre los precios anteriormente descriptas en cada uno de ellos, algunas hipótesis adicionales que refieren a la producción propiamente dicha.

Escenario 1

De manera general para el sector de hidrocarburos se establece un primer escenario considerado de base el cual se elabora bajo el supuesto de que se restauran las condiciones de inversión, como la convergencia hacia un nivel de precios más acorde con la realidad del mercado internacional, para retomar los planes de producción interrumpidos desde fines de 2019, entre ellas, la normalización del mercado de divisas y acceso a las mismas tanto para el financiamiento como para la devolución de préstamos y giro de utilidades. Por otra parte, desde el sector productor se producen mejoras de la eficiencia y prácticas de recuperación en yacimientos maduros, se da una mejora de la productividad de pozos no convencionales de acuerdo a las curvas de aprendizaje impulsadas por operadores de experiencia internacional y la obtenida en los desarrollos existentes, al tiempo que se desarrolla la logística necesaria para dar continuidad a los proyectos existentes.

Desarrollo de áreas no convencionales, continuidad de incentivos y convergencia

Este escenario se plantea bajo el supuesto de que retoman los planes de producción y desarrollo de las áreas no convencionales iniciada. Esto surge de los ajustes en las condiciones internas, donde

pese a que el sector contó con precios sostenidos por encima de las referencias internacionales para proyectos no convencionales aprobados, no es suficiente para brindar señales contundentes de sostenimiento de las condiciones de explotación en el horizonte de planeamiento necesario. Esto se dio en especial en el último año, cuando se establecieron diferentes medidas que afectan el modelo de negocios del sector en lo relativo a precios percibidos tanto para el segmento de distribución como en el de producción.

Entonces las modificaciones en las condiciones de precio percibido en la actualidad como la fijación de precio interno y restricciones cambiarias, para el petróleo y el congelamiento para el gas natural, se consideran transitorias.

Por otra parte, se plantea la hipótesis de continuidad de los programas de incentivo a la producción del sector con precios estímulo o en su defecto, la elaboración de un nuevo programa o instrumento legal que garantice el sostenimiento de las condiciones de explotación que permitan un adecuado desenvolvimiento del sector. A saber: la movilidad de capitales tanto de ingreso como de salida; la libre disponibilidad de divisas provenientes de la explotación que permitan tanto el repago de compromisos financieros y/o a accionistas; el acceso a los bienes de capital desde el exterior; la disponibilidad de los hidrocarburos producto de la explotación; la eliminación de las restricciones de acceso al mercado de divisas y al comercio de bienes y servicios; el retorno a las condiciones de financiamiento que reducen la tasa de sobrerriesgo argentino a niveles razonables. En ese último sentido, en la Parte 2 de este documento se trabajó para el cálculo del *break-even* con una tasa de descuento del 15%, nivel muy por debajo de los actuales.

Bajo estos supuestos, se desarrollan los proyectos existentes iniciados –muchos de ellos interrumpidos en la actualidad- y en etapa piloto. Sin embargo, en el presente modelo, los nuevos proyectos no desarrollados, sin capital hundido, con precios de corte por encima de los 3,7 U\$S/MMbtu según el análisis realizado en la segunda parte, no se inician en el período considerado. Esto, debido a las distorsiones generadas por la existencia de subsidios a la producción, y subastas, que orientan al productor a focalizarse en la explotación de las áreas existentes, incluso ofreciendo precios por debajo de sus costos de ciclo total, y no al desarrollo de nuevas áreas, considerando además que el programa estímulo mencionado se prevé a tres años.

Teniendo en cuenta dicho precio de corte, la oferta proyectada surge de las áreas que ingresarían en producción, tomando el volumen proyectado de áreas de Wood Mackenzie³⁰, corregidos con datos de Secretaría de Energía de los flujos de fondos ajustados mencionados en la Parte 2 del presente documento.

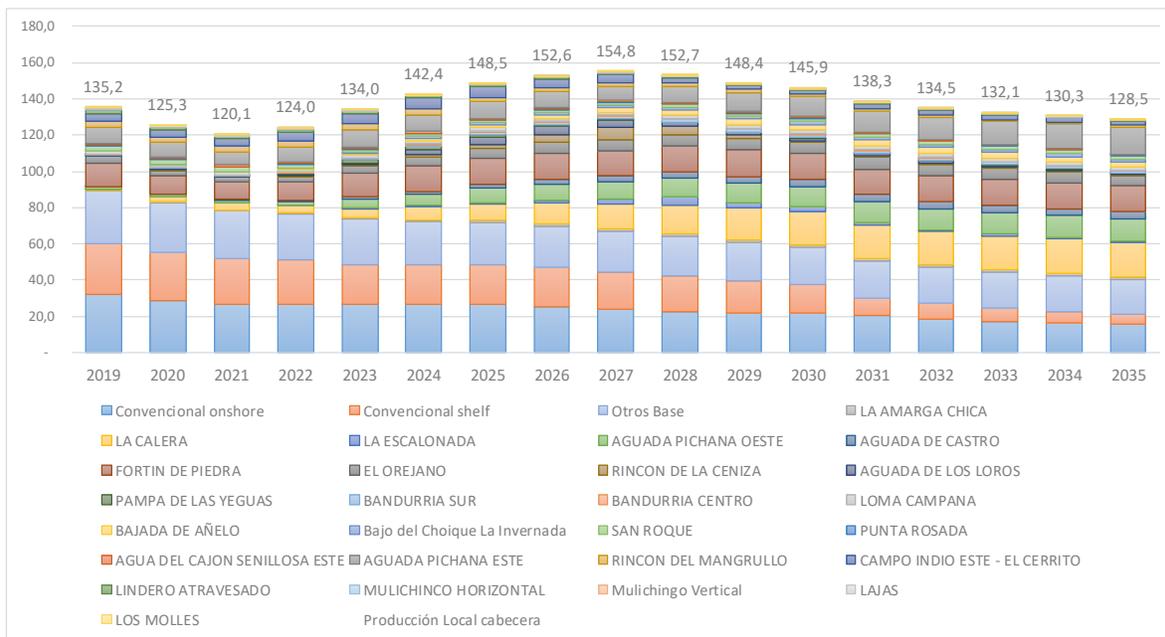
De acuerdo a los resultados, se espera que los proyectos existentes en marcha rindan sus frutos que permitan alcanzar un pico en la producción agregada en la segunda mitad de la década 2020, pero con una declinación hacia el final. Al inicio del período 2018-2019 los incrementales son aportados por Fortín de Piedra, El Orejano, Loma Campana y Aguada Pichana Este; en el segundo período de expansión 2021-2023 el volumen incremental sería aportado por Aguada Pichana Oeste, Rincón del Mangrullo, Rincón La Ceniza, Aguada de Castro, La Calera, Aguada de los Loros y La Escalonada. Estas áreas permitirán el pico de producción de los proyectos existentes, pero, considerando que se cumplen los condicionantes descriptos para este escenario, a partir de la segunda mitad de la

³⁰ de acuerdo al modelo *Upstream-Asset-Valuation*

década, la producción incremental podría venir de desarrollos a partir de la extensión de proyectos existentes como Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste y La Calera, ó con áreas multizonas en nuevos bloques de producción que actualmente no se encuentran desarrollados. Estos bloques contribuyen a sostener la producción de la cuenca Neuquina. Estos nuevos bloques cubren casi 4 millones de acres, lo que representa el 35% del total de la superficie de acres de Vaca Muerta adjudicado a compañías.

Si se tienen en cuenta la cantidad de proyectos existentes en Vaca Muerta, 10 se encuentran en producción de los cuales 5 están desarrollados (Loma Campana, El Orejano, Aguada Pichana Estey Fortin de Piedra), los cinco restantes se encuentran en etapa de iniciación. Por otra parte, existen otros 16 proyectos en etapa piloto.

Gráfico 27 -Producción de gas natural total país por tipo (convencional y no convencional). Escenario 1 en MMm3d



Fuente: elaboración en base a Wood Mackenzie y Secretaría de Energía

En cuanto a la inyección de gas al sistema, el desarrollo de los proyectos no convencionales existentes logran un aporte de importancia hacia el año 2023, año a partir del cual se empiezan a reducir las importaciones de GNL limitando éstas a las compras estacionales de invierno, con una trayectoria descendente hasta el año 2026, a partir del cual los proyectos existentes comienzan una etapa de declinación, por lo cual se requiere volver a incrementar las importaciones de GNL.

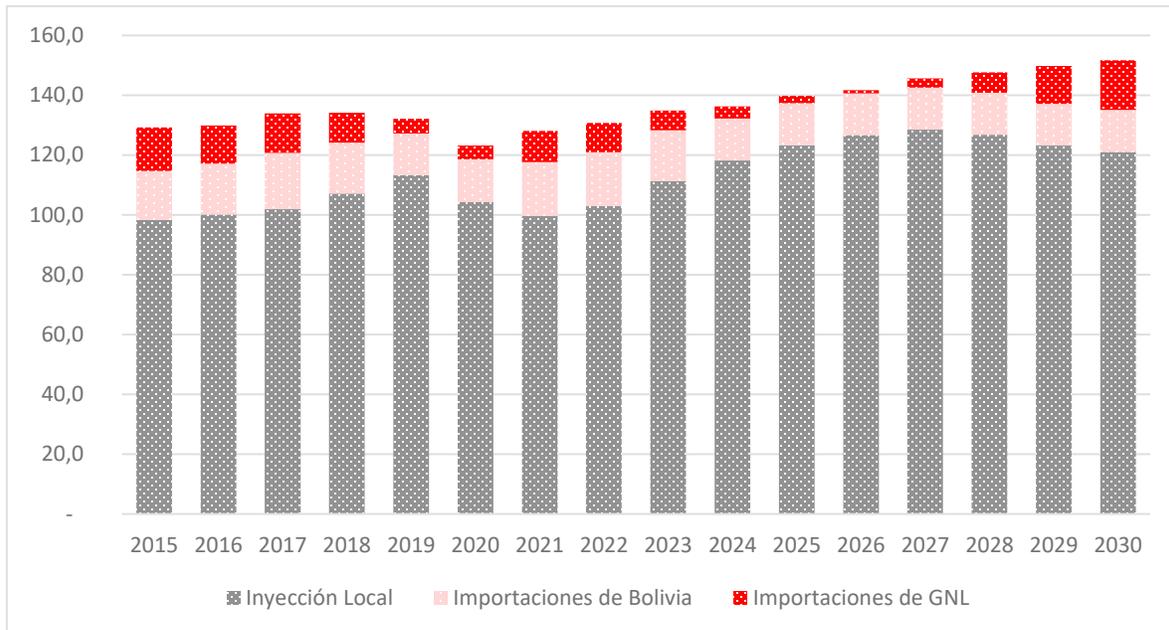
Mientras tanto, durante los años 2021 y 2022 se esperan un promedio en torno a los 10 MMm3d de gas provenientes de fuentes de GNL ante una leve recuperación de la demanda y la caída de las fuentes locales de abastecimiento. Para ello, tal como se explicó en el apartado de infraestructura, hay que considerar que ante una eventual temporada fría invernal en Argentina o un año seco en

Brasil se pueden requerir mayores necesidades de importación de gas por esta vía para los picos de demanda. En ese caso, una nueva terminal FSRU puede ser requerida.

Por otro lado, las importaciones de Bolivia alcanzan un pico de 18 MMm3d entre 2021 y 2022 en promedio anual, y luego se estabilizan por debajo de los 15 MMm3d hacia el final del período proyectado, ya que a pesar del escenario de desarrollo de Vaca Muerta, esta fuente sigue siendo necesaria para el abastecimiento de las regiones NOA, Centro y NEA bajo la hipótesis de que Bolivia seguirá priorizando las necesidades del invierno argentino, mientras que en verano, priorizará el abastecimiento de Brasil.

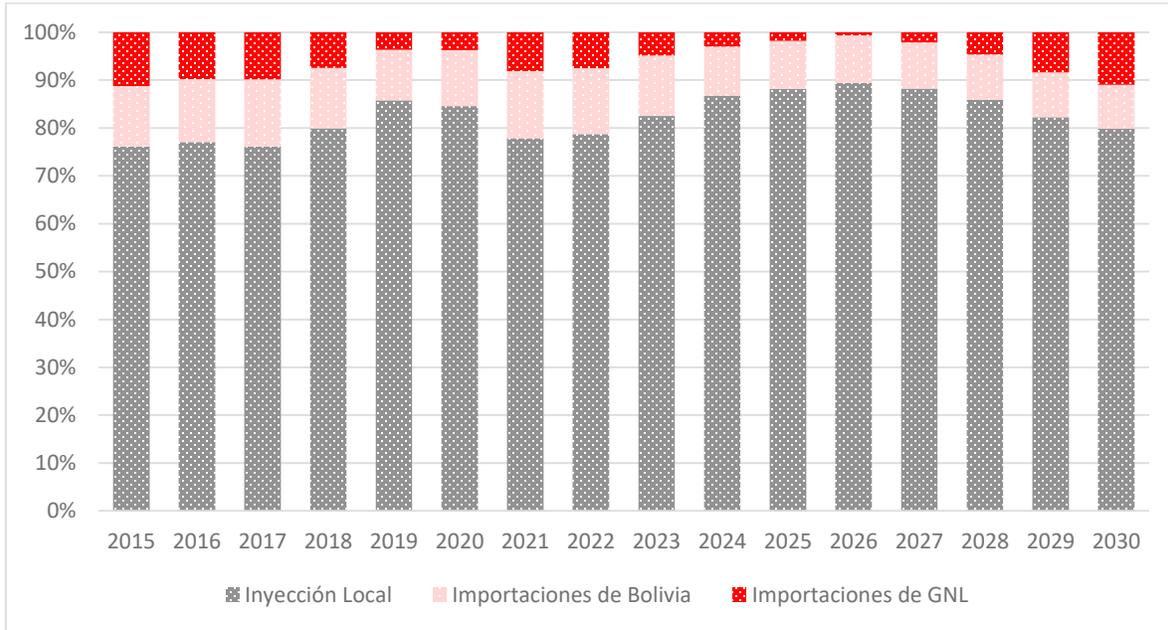
De los resultados obtenidos, las importaciones de gas natural alcanzan un promedio anual del 20% para el período 2021-2022 (con picos en los meses de invierno superior al 35%), reduciéndose en forma transitoria a cerca del 10% hacia 2026, y luego aumentando nuevamente su participación hacia fines de la década ante el agotamiento de las áreas de explotación no convencional existentes, y la recuperación de la demanda.

Gráfico 28 -Inyección local de gas natural, por origen local e importado. MMm3d



Fuente: elaboración en base a resultados obtenidos

Gráfico 29 –Participación de la inyección de gas por fuente de origen. MMm3d



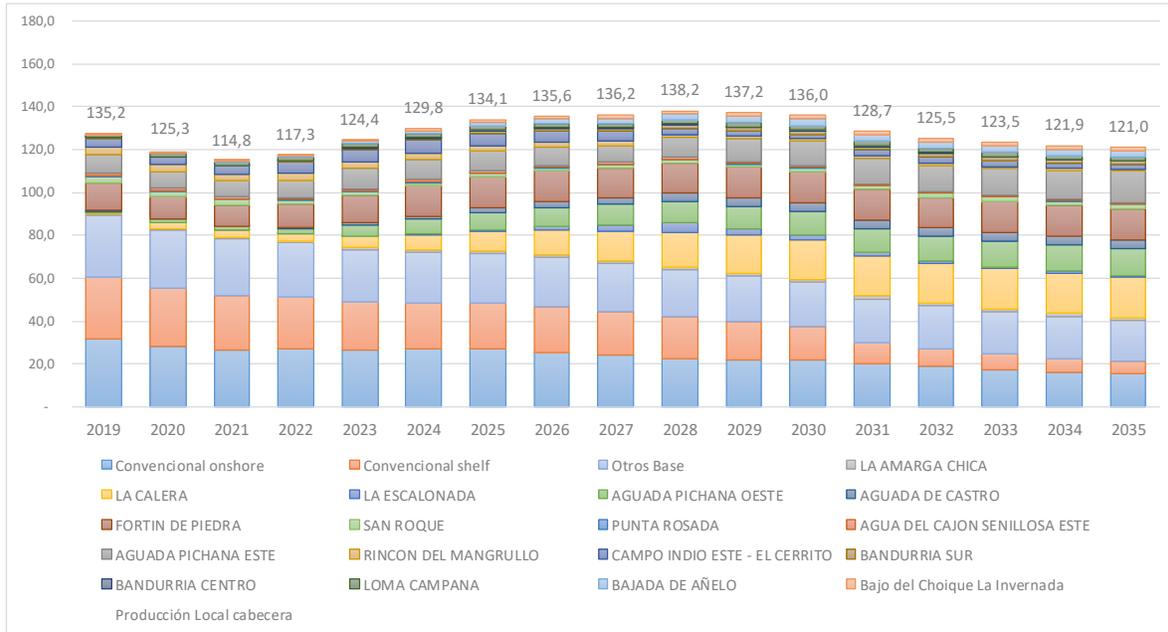
Fuente: elaboración en base a resultados obtenidos

Escenario 2

En el escenario alternativo, a diferencia del anterior, existen mayores dificultades para alcanzar las condiciones de inversión necesarias para llevar a cabo el desarrollo de nuevos proyectos, dado el congelamiento de precios y tarifas que impiden que converjan a valores internacionales o sean acordes con los costos de producción en forma sustentable. Esto se da en una situación en donde las condiciones macroeconómicas no resultan propicias para el desarrollo de negocios de magnitud, bajo el supuesto de falta de divisas para el cumplimiento de compromisos de los vencimientos financieros, lo que conlleva a dificultades para la reapertura del mercado cambiario y salida de las restricciones de acceso a las divisas, lo cual deriva en la continuidad de las restricciones de acceso para productores tanto para devolución de deudas como acceso a crédito internacional.

Estos factores impiden el desarrollo de áreas que requieren financiamiento, y, en general, por sus características, de las no convencionales. Bajo este escenario, la oferta local sólo cuenta con el desarrollo de los proyectos existentes convencionales y aquellos de tipo no convencional iniciados, sin el desarrollo de nuevas áreas o en etapa piloto.

Gráfico 30 -Producción de gas natural total país por tipo (convencional y no convencional). Escenario 2 en MMm3d



Fuente: elaboración en base a estimaciones de producción de áreas Wood Mackenzie, Secretaría de Energía

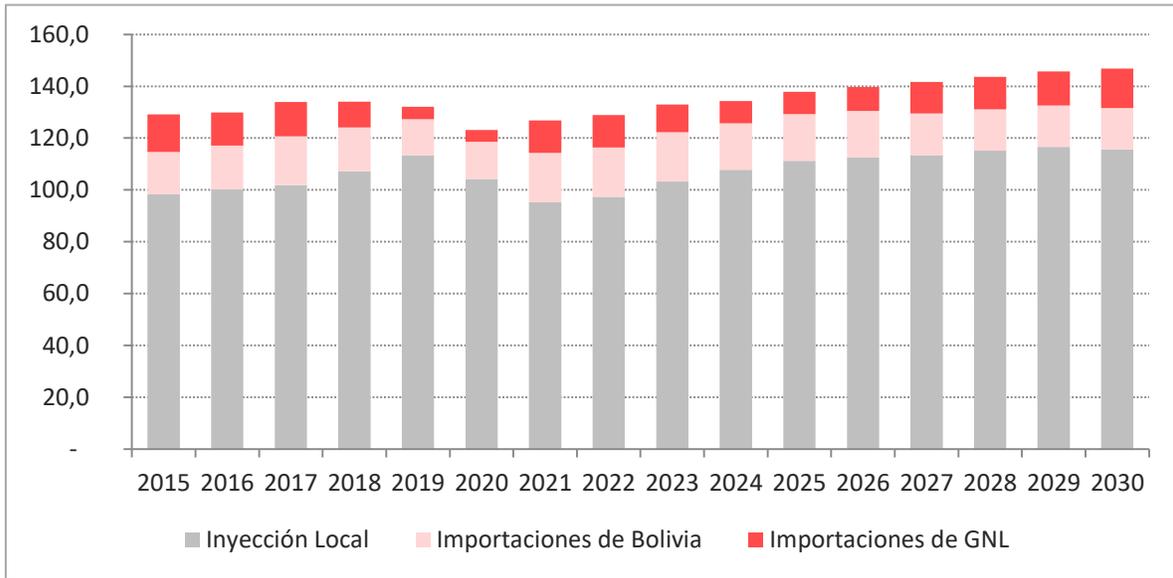
Menos inyección local, mayores importaciones.

En ese escenario, considerando el aporte de los proyectos que ingresan o retoman la producción bajo las condiciones descriptas, en el agregado la producción local de cabecera logra cierta recuperación a partir del año 2023, aunque con niveles apenas superiores a los del año 2019.

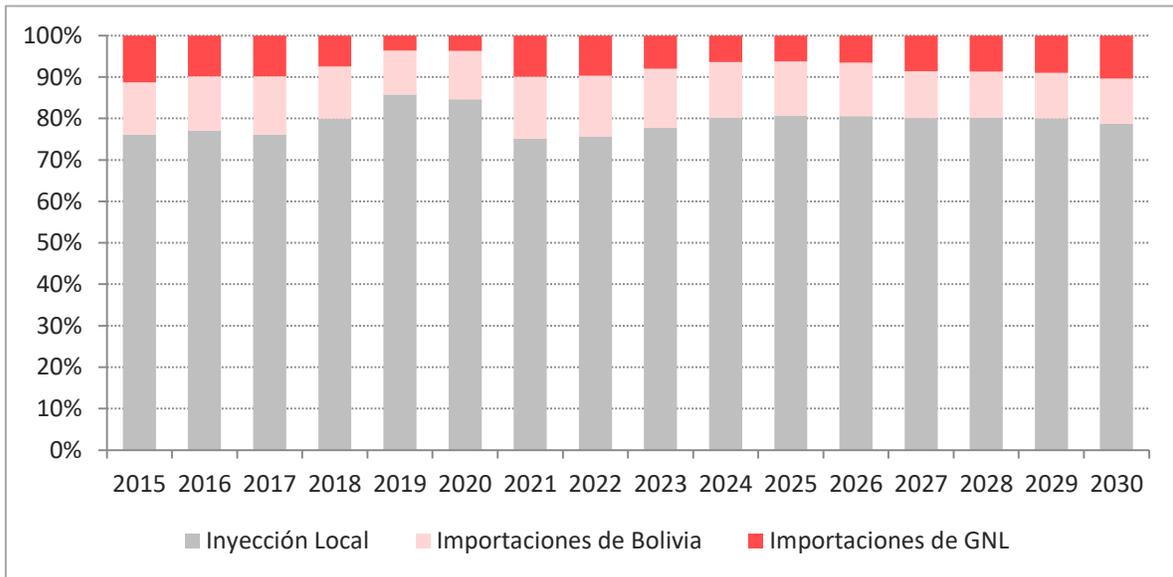
En consecuencia, las importaciones de gas natural pasarían a representar en el período 2021-2022 un promedio anual en la inyección total de 24%, para lo cual se requiere la rápida restitución del barco regasificador de Bahía Blanca. Hacia mediados de la década, la proporción de importaciones se reduce al 20%, aunque posteriormente vuelven a incrementarse alcanzando un promedio anual para el caso de las provenientes de GNL de 15 MMm3d, para lo cual se requerirá la instalación de una nueva terminal de regasificación, tal como se lo ha explicitado en el apartado de infraestructura.

Este escenario, dificulta las posibilidades de autoabastecimiento y aumenta fuertemente la dependencia de las importaciones de GNL, en especial en los meses pico de consumo, dado el amesetamiento de la inyección proveniente de fuentes locales, bajo el supuesto de aumento de la provisión desde Bolivia a un promedio anual de 19 MMm3d, lo que implica alcanzar en los meses pico el máximo de la capacidad de transporte en 22 MMm3d.

Gráfico 31 -Inyección local de gas natural. Escenario 2 por origen local e importado. MMm3d



Fuente: elaboración en base a resultados obtenidos



CONCLUSIONES

El sector de petróleo y gas en Argentina se desenvuelve en la actualidad en una difícil coyuntura con las variables macroeconómicas que afectan el desarrollo de los negocios en general, y con restricciones microeconómicas para llevar adelante la ejecución de los proyectos considerados para las estimaciones de costos y producción de este trabajo. El ordenamiento de estas variables, y en especial de las condiciones de acceso a los mercados de libre disponibilidad tanto de los bienes producidos como de las divisas, son condiciones necesarias para poder operar y poner en valor los recursos aquí analizados. Por otro lado, deben superarse desafíos desde lo micro para lograr una mejora de la competitividad (reducción de costos y aumento de productividad) y lograr de esta forma una mayor atracción de inversiones para el desarrollo.

Considerando la perspectiva de reducción de los precios de incentivo a 3,7 U\$S/MMbtu según información disponible de parámetros del Plan Gas IV, resulta adecuado explorar sobre las posibilidades de reducción de costos de producción en boca de pozo en una perspectiva de cinco años vista, teniendo en cuenta que es el período en el cual los proyectos no convencionales comienzan a declinar en forma muy pronunciada y se requiere el inicio de nuevos proyectos hoy en etapa piloto o no iniciados pero que poseen potencial.

En este sentido, una experiencia positiva fue la del año 2017 cuando los sectores involucrados han logrado establecer acuerdos que permitieron encontrar un diagnóstico común del problema, para luego llevar a cabo la implementación de un plan de acción que contribuyó a una mejora de la productividad y de la competitividad en los costos locales. Todas las partes se encontraron involucrados en ese desafío, sector productor, la demanda, los Gobiernos involucrados Nacional y Provinciales y las organizaciones gremiales de petroleros. No obstante, considerando los resultados obtenidos, se observa aún una elevada incidencia en el *government take* por el lado de los impuestos y regalías, por lo cual resulta un desafío hacia adelante apuntar a una mejora competitiva reduciendo la carga desde los Gobiernos. También es un desafío para el sector, la reducción de costos a través de mejoras de las prácticas de desarrollo analizadas en este documento.

En la actualidad, también resulta relevante poder organizar al sector de acuerdo a las nuevas reglas por definir por parte de la nueva administración gubernamental, por lo cual se deberá evaluar nuevamente los proyectos de acuerdo a las condiciones conocidas, considerando la necesidad de sustituir el gas importado, ya que éste resulta más oneroso respecto al local. Una salida podría ser garantizar cierto precio mínimo de gas en boca de pozo bajo el actual o un nuevo programa estímulo, considerando la posibilidad de que el país vaya camino a ser exportador neto bajo la hipótesis de desarrollo de las condiciones, convalidando un precio de referencia *export parity*, para el largo plazo, más allá de los estímulos, de forma tal de dar sustentabilidad y evitar las distorsiones de corto plazo.

Pese a que se vio cierta mejora en el abastecimiento de la demanda desde fuentes locales en los últimos años, no se ha prescindido de las importaciones de gas natural tanto por gasoducto como por GNL. La definición de la continuidad de los esquemas estímulo parece ser una variable necesaria pero no suficiente, para continuar en el sendero de recuperación del autoabastecimiento.

Adicionalmente, la definición de los mecanismos de *pass through* o su interrupción condicionan fuertemente la cadena de valor y el mercado de gas aguas arriba, por lo cual debe definirse la continuidad o la definición de un nuevo esquema de remuneración.

En cuanto a los costos evaluados en este trabajo, de los resultados obtenidos se desprende que, del total de áreas evaluadas, varias de ellas en etapas piloto o a desarrollar, no serían comercialmente explotables bajo los costos y precios actuales si se considera su ciclo completo (excluyendo la exploración, teniendo en cuenta los CAPEX iniciales), lo cual evidencia las dificultades en desarrollar nuevas áreas. En especial aquellas de mayor profundidad que requieren un mayor número de fracturas, o aquellas que poseen mayores costos operativos.

Incluso el limitado desarrollo de los proyectos existentes –sin considerar nuevos-, requieren un elevado financiamiento para inversiones constantes en perforación para lograr un *output* continuo. La falta de normalización de los mercados, el acceso al financiamiento y divisas para el repago de créditos y utilidades, como de acceso a bienes de capital importados, dificultan la continuidad del trabajo exploratorio en las áreas no convencionales existentes, el pase a desarrollo de aquellas que están en etapa piloto, y la apertura de nuevas áreas.

Resulta un desafío el acuerdo para lograr una nueva convergencia hacia al menos un precio que pague los costos de producción y que estos se encuentren en línea con las referencias que ofrecen los principales competidores mundiales.

Referencias Bibliográficas

- Carta Energetica N°43. Montamat y Asociados (M&A). Marzo 2020
- Carta Energética N° 46. Montamat y Asociados (M&A). Septiembre 2020
- Dumrauf Guillermo López. Métodos de valuación por descuento de flujos: perpetuidades.
- Mélodie Mistré-Morgan Crénes-Manfred Hafner. Shale gas production costs: historical developments and Outlook. Insight_E European Commission. Enero 2017.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Precios de gas en el PIST. 2017.
- Muhammad Ahmed and Sina Rezaei-Gomari. Economic Feasibility Analysis of Shale Gas Extraction from UK's Carboniferous Bowland-Hodder Shale Unit. Diciembre 2018
- Risuelo Fernando. Análisis de la infraestructura de gas natural en la República Argentina. Cámara Argentina de la Construcción. Julio 2010.
- Secretaría de Gobierno de Energía. Energía en Argentina. Oportunidades de inversión para la comunidad internacional. Marzo 2019.
- Secretaría de Gobierno de Energía. Argentina Energy Plan. Oil & Gas guidelines. Noviembre 2018.
- U. S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2019 y 2020. Office of Energy Analysis U.S. Department of Energy Washington, DC 20585
- U. S. Energy Information Administration. Short-Term Energy Outlook
- U.S. Energy Information Administration & IHS. Oil and Gas Upstream Cost Study. Octubre 2015.
- U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Septiembre 2015.
- U.S. Energy Information Administration. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. Marzo 2016.
- Wood Mackenzie. Argentina gas and power long-term Outlook. Southern Cone Gas and Power Service. Junio 2020
- Wood. Mackenzie. Argentina gas prices –How current pricing and contracting impact the supply outlook?
- Wood. Mackenzie. Argentina's gas distribution auctions make progress in market pricing. Febrero 2019
- Wood. Mackenzie. Can Argentina's LNG exports compete in the global market? Junio 2019
- Wood. Mackenzie. Macro Oils short-term outlook: September 2020
- Wood. Mackenzie. Vaca Muerta entry playbook World-class shale opportunities. Abril 2019.

Wood. Mackenzie. Vaca Muerta: notes from the field. Junio 2019

Wood. Mackenzie. Well productivity in Vaca Muerta. Agosto 2020

YPF. Investor Presentation. Años 2019 y 2020.

YPF. Vaca Muerta. Field Trip. Junio 2019.

YPF. Valor del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) Aspectos a considerar –Valor de la producción local. Información preparada para la convocatoria Audiencia Pública Res. ENARGAS N°3953 y 3957

Anexo I - Esquema de cálculo para área no convencional representativa

Variable	Tipo	U. Medida	Valor
Ingresos	totales	MU\$\$	21.729
Costos	Operativos	MU\$\$	5.573
	Capital	MU\$\$	7.987
		MU\$\$	13.560
Taxes	Royalty	MU\$\$	2.078
	A las ventas (IIBB)	MU\$\$	478
	Duty	MU\$\$	-
	IIGG	MU\$\$	1.888,7
Costos totales + impuestos	TOTALES	MU\$\$	18.005
	Netos de subproductos	MU\$\$	11.407
Ingresos	líquidos	MU\$\$	6.598
	Gas natural	MU\$\$	15.131
Producción	Líquids	BBL	52.519.850
	a) Gas	mmbtu	4.443.849
Años			41
	Tasa descuento		0%
	b) Costo fijo	MU\$\$	2.315
	Costo variable	MU\$\$	9.092
Costos unitarios	c) Costo fijo		0,52
	d) Costo variable	u\$/mmbtu	2,05
	e) CAPEX	u\$/mmbtu	1,80
	f) OPEX	u\$/mmbtu	1,25
	g) Impuestos		1,00
	h) Subproductos		-1,48
Break Even puro 0%	$b \cdot 1000 / a + d = c + d = e + f + g + h =$	u\$ / mmbtu	2,57
Break Even con Desc. 10%		u\$ / mmbtu	3,88
Break Even con Desc. 12%		u\$ / mmbtu	4,16
Break Even con Desc. 15%		u\$ / mmbtu	4,58
Break Even con Desc. 18%		u\$ / mmbtu	4,99

Anexo II – Balances de gas natural proyectados por Escenario:

Escenario 1

Año	Inyección Local	Importaciones de Bolivia	Importaciones de GNL	Inyección Total	Demanda local	Exportaciones	Demanda satisfecha total (incluye off-system)
2010	100,9	6,2	4,6	111,8	103,6	1,1	111,8
2011	97,5	9,7	10,8	117,9	110,3	0,4	117,9
2012	94,4	16,0	12,6	122,9	113,8	0,2	122,9
2013	89,5	15,6	15,6	120,8	117,7	0,2	120,8
2014	93,0	16,4	18,1	127,5	117,1	0,1	127,5
2015	98,3	16,3	14,6	129,2	119,3	0,1	129,2
2016	100,1	17,0	12,7	129,9	122,4	0,1	129,9
2017	101,9	18,8	13,1	133,9	122,5	0,2	133,9
2018	107,2	16,9	10,0	134,1	123,5	1,2	134,1
2019	113,3	14,0	4,8	132,1	118,3	4,6	132,1
2020	104,2	14,4	4,6	123,2	113,8	3,0	123,2
2021	99,7	18,0	10,4	128,0	117,0	4,0	128,0
2022	102,9	18,0	9,8	130,8	118,8	4,0	130,8
2023	111,3	17,0	6,6	134,9	120,9	6,0	134,9
2024	118,2	14,0	4,1	136,3	122,3	6,0	136,3
2025	123,3	14,0	2,5	139,8	123,8	8,0	139,8
2026	126,6	14,0	1,0	141,6	125,6	8,0	141,6
2027	128,5	14,0	3,1	145,6	127,6	10,0	145,6
2028	126,8	14,0	6,9	147,6	129,6	10,0	147,6
2029	123,2	14,0	12,6	149,7	131,7	10,0	149,7
2030	121,1	14,0	16,6	151,7	133,7	10,0	151,7

Escenario 2

Año	Inyección Local	Importaciones de Bolivia	Importaciones de GNL	Inyección Total	Demanda local	Exportaciones	Demanda satisfecha total (incluye off - system)
2010	100,9	6,2	4,6	111,8	103,6	1,1	111,8
2011	97,5	9,7	10,8	117,9	110,3	0,4	117,9
2012	94,4	16,0	12,6	122,9	113,8	0,2	122,9
2013	89,5	15,6	15,6	120,8	117,7	0,2	120,8
2014	93,0	16,4	18,1	127,5	117,1	0,1	127,5
2015	98,3	16,3	14,6	129,2	119,3	0,1	129,2
2016	100,1	17,0	12,7	129,9	122,4	0,1	129,9
2017	101,9	18,8	13,1	133,9	122,5	0,2	133,9
2018	107,2	16,9	10,0	134,1	123,5	1,2	134,1
2019	113,3	14,0	4,8	132,1	118,3	4,6	132,1
2020	104,2	14,4	4,6	123,2	113,8	3,0	123,2
2021	95,3	19,0	12,6	126,9	115,9	4,0	126,9
2022	97,4	19,0	12,5	128,9	116,9	4,0	128,9
2023	103,3	19,0	10,7	133,0	119,0	6,0	133,0
2024	107,7	18,0	8,6	134,4	120,4	6,0	134,4
2025	111,3	18,0	8,6	137,9	121,9	8,0	137,9
2026	112,5	18,0	9,1	139,7	123,7	8,0	139,7
2027	113,5	16,0	12,2	141,6	125,6	8,0	141,6
2028	115,1	16,0	12,5	143,6	127,6	8,0	143,6
2029	116,6	16,0	13,1	145,7	129,7	8,0	145,7
2030	115,6	16,0	15,3	146,9	130,9	8,0	146,9

Anexo III - Cálculo de costo promedio ponderado de capital actual para YPF:

De acuerdo a la siguiente fórmula del WACC

$$WACC = \frac{E}{E + D} * aE + \frac{D}{E + D} * aD (1 - t)$$

Donde, E es el valor Equity de la Compañía, D es la deuda,

aE : es el costo de Equity o rendimiento exigido de accionistas; aD : es el costo de deuda; t es la tasa impositiva sobre accionistas.

para el caso de YPF³¹, tomando como parámetros los valores utilizados por sitios web especializados:

E: Capitalización de Mercado = 1.321 MMUSD

D: Deuda total = 9.366 MMUSD

Deuda de corto plazo (a junio de 2020 prom. Últimos dos años) = 1.934,5 MMUSD

Deuda de largo plazo = 7.433

weight of equity = $E / (E + D) = 0,1236$

weight of debt = $D / (E + D) = 0,8764$

Costo de Equity:

Modelo CAPM para calculo de tasa de retorno requerido= Risk-Free + Beta of Asset * (Prima de Mercado sobre Risk-Free)

Donde: Risk-Free la Tasa de Vencimiento Constante del Tesoro a 10 años de los Estados Unidos como predeterminada = 0,88%

Beta es la sensibilidad del exceso de rendimiento esperado de los activos al exceso de rendimiento esperado del mercado. La beta de YPF es 1.72

Prima de mercado. GuruFocus requiere que la prima de mercado sea del 6%

Total costo de Equity = $0,88\% + 1,72 * 6\% = 11,2\%$

Costo de deuda:

Considerando los gastos por intereses del último año fiscal dividido por la deuda total promedio de los últimos dos años para obtener el costo simplificado de la deuda.

A diciembre de 2019, el gasto por intereses de YPF (número positivo) fue de 805,3 MMUSD

Costo de la deuda = $805,30 / 9366,49 = 8,5977\%$.

Se toman los últimos dos años la tasa promedio de impuesto de 159,495% sobre el accionista de acuerdo a parámetros de Gurufocus.

$$\text{WACC} = E / (E + D) \times \text{Cost of Equity} + D / (E + D) \times \text{Cost of Debt} \times (1 - \text{Tax Rate})$$

20,9% 0,1236 11,20% 0,8764 8,60% 259,50%

Anexo IV – Flujos de fondos

Flujos de fondos de áreas representativas. Millones de dólares por año de explotación.

