

INFORME TÉCNICO Y LEGAL

REF.: EX-2020-70389358- -APN-SE#MEC -- PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024

I. INTRODUCCIÓN

El presente informe se elabora continuando con el IF-2020-70696405-APN-DNEYP#MEC de la Dirección Nacional de Exploración y Producción y tiene por objeto presentar el marco en el que se estima se ha de desarrollar el mercado de gas natural y los fundamentos legales para un proyecto de decreto de necesidad y urgencia (DNU) del Poder Ejecutivo Nacional cuya finalidad es crear un esquema de promoción de la producción del gas natural argentino para el período 2020-2024.

II. MARCO LEGAL APLICABLE

a. Régimen de Hidrocarburos

La Ley 17.319 establece que el Poder Ejecutivo se encuentra facultado para fijar la política nacional con respecto a las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos de conformidad con lo dispuesto en dicha norma y en las reglamentaciones que a este respecto dicte el Poder Ejecutivo.

Conforme lo establecido en el artículo 6 de la Ley N° 17.319 y en el artículo 3 de la Ley N° 24.076, resulta de interés general asegurar el abastecimiento del mercado interno de gas natural.

La incorporación de nuevas reservas y la recuperación de la producción es esencial para lograr el objetivo establecido en el artículo 3° de la Ley N° 17.319 y en el artículo 1° de la Ley N° 26.741, de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con producción propia y propender al crecimiento sostenido de las reservas que aseguren dicho objetivo.

Adicionalmente, en materia de exportación de hidrocarburos, la Ley N° 17.319 faculta al Poder Ejecutivo a autorizar la exportación de aquellos que no fueren requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, y siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables, fijando los criterios que regirán a las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país.

A su vez, el artículo 3° de la Ley N° 26.741 fija los principios de la política hidrocarburífera del país, (i) la promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; (ii) la conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas; (iii) la integración del capital público y privado, nacional e internacional en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; (iv) la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; (v) la incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación con ese objeto; (vi) la promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado; (vii) la protección de los intereses de los consumidores relacionados

con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos; y (viii) la obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional y sustentable, para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Por otro lado, la Ley N° 27.007 en su artículo 5° establece que el Poder Ejecutivo administrará aquellos planes de estímulo a la producción excedente que se establezcan para, entre otras finalidades, la prosecución de lo establecido en las Leyes N° 17.319 y 26.741.

b. El Precio del Gas y las Tarifas

En el sistema de suministro de gas por redes a los usuarios finales intervienen tres actividades de la cadena de valor de la industria del gas:

- i. Producción de gas natural;
- ii. Transporte de gas natural; y
- iii. Distribución de gas natural.

Consecuentemente, las facturas del servicio de gas natural por redes deben remunerar cada uno de estos tres componentes. El precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) remunera la producción de gas, en tanto que las tarifas del servicio público de transporte y distribución constituyen el ingreso regulado de las licenciatarias que prestan ese servicio, las cuales son determinadas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) conforme la normativa vigente (Ley N° 24.076 y sus normas reglamentarias y modificatorias).

A diferencia del transporte y la distribución, la producción y comercialización del gas natural no constituyen un servicio público y se rigen por la Ley N° 17.319 y sus normas reglamentarias y modificatorias. En tal sentido, las condiciones de contratación y los mecanismos de fijación de precios del gas en el PIST deben surgir, de acuerdo al marco normativo vigente, de la libre interacción de la oferta y la demanda. Por lo tanto, el precio del gas natural es el único de los tres elementos de la tarifa que es desregulado.

Al respecto, los usuarios del servicio de distribución de régimen completo compran el gas en PIST a través de la prestadora del servicio de distribución correspondiente. De acuerdo a lo establecido en el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, la licenciataria del servicio puede solicitar al ENARGAS el traslado a tarifas del precio de gas comprado, debiendo presentar, al inicio del período estacional, los contratos de compra, así como acreditar que ha contratado, por lo menos, el 50% de sus necesidades del período estacional respectivo.

La Ley N° 27.541 autorizó el mantenimiento de tarifas en el marco de la emergencia declarada a fin de habilitar al Poder Ejecutivo a analizar el esquema vigente y producir un nuevo marco tarifario (revisiones tarifaria o integral mediante) que resulte en “...una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.”.

Abocada la Secretaría de Energía a la revisión de los precios del gas y a la posterior instrucción al ENARGAS para la implementación de la revisión tarifaria (en adelante “RTI/RTE”) y pendiente estos temas de resolución final devino inminente el vencimiento (31.03.2020) de los contratos de abastecimiento de gas y de los cuadros tarifarios vigentes lo cual requirió proceder a la prórroga de dicho régimen 2019-2020 por 180 días inicialmente y, a posteriori, hasta fines del año 2020.

Así, en la actualidad, las prestadoras del servicio de distribución y los productores/comercializadores de gas que operan en el país operan bajo contratos de compraventa bilaterales, celebrados en el marco de las instrucciones impartidas por la Secretaría de Energía el 10 de abril de 2020 mediante su nota NO-2020-25148550-APN-SE#MDP y complementarias (las “Instrucciones SE 2020”).

Los precios del gas PIST para tal período (y, por imperio de las Instrucciones SE 2020, para lo que resta del año calendario 2020) surgieron del mecanismo de concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de distribución de gas por redes aprobado por la ex Secretaría de Gobierno de Energía mediante la Resolución N° 32 de fecha 8 de febrero de 2019.

Las tarifas de transporte y distribución (incluyendo el precio PIST aprobado por la ex SGE) fueron a su vez aprobadas por cada una de las resoluciones del ENARGAS ¹ que aprobó las tarifas de cada Licenciataria.

Las tarifas, incluyendo el precio PIST, sujetas a la normativa mencionada permanecerán inalteradas ² por imperio del artículo 5° de la Ley N° 27.541 (y su prórroga por el Decreto N° 543/2020) por lo menos hasta el 31 de diciembre del año en curso y, salvo que opere una nueva prórroga, deberán ser sometidas a revisión antes del fin del año 2020.

El Esquema de Abastecimiento e Incentivos a la Producción de Gas 2020-2024 cuya implementación se persigue modificaría el elemento precio de gas del esquema actualmente vigente y sentaría las bases para la revisión tarifaria extraordinaria o integral que la Ley N° 27.541 ha encomendado al Poder Ejecutivo Nacional.

III. NECESIDAD DE INTERVENCIÓN LEGISLATIVA – COMPETENCIA

La comercialización de gas natural es una actividad desregulada (Ley 17.319 y su reglamentación) y el precio es de libre formación por interacción de la oferta y la demanda (art. 83, Ley 24.076).

Por lo tanto, cualquier tipo de intervención administrativa en la formación de los precios del gas natural debe estar autorizada por Ley.

El presente esquema incluye los siguientes tipos de intervenciones administrativas:

- Enmarca la libre formación de precios en una subasta;
- Establece cupos de oferta por cuenca o volúmenes de oferta/demanda predeterminados (no “libres”) por segmentos de usuarios o por productor; etc.

La Ley de Emergencia 27.541 autoriza al PEN a intervenir administrativamente en el sector energético, pero solamente en materia tarifaria (“mantenimiento” de tarifas e instrucción para celebrar una RTI o RTE) y no en relación con los precios (desregulados) del gas natural.

¹ Resoluciones ENARGAS Nros. 191/19, 192/19, 190/19, 193/19, 194/19, 195/19, 196/19, 197/19, 198/19, 199/19 y 202/19.

² Aunque podrían ser revisadas a la baja si se comprobara que las circunstancias imperantes en el mercado de gas harían posible “...una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.”.

Por lo tanto, es imprescindible que el Esquema cuente con aval legislativo, para lo cual es necesario una aprobación expresa del decreto del PEN que autorice la creación de aquél. Para ello se requiere un Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU).

Entre los antecedentes regulatorios se encuentra el Decreto 181/2004 que facultó a la Secretaría de Energía a acordar con los productores de gas natural un ajuste del precio de gas natural en el PIST (lo que dio lugar a sucesivos “acuerdos” con los productores de gas similares al Esquema aquí propuesto). El Decreto fue simple y no DNU porque el Poder Legislativo ya había autorizado al PEN a intervenir de este modo en el mercado de gas mediante la Ley de Emergencia 25.561.

ARTICULO 9°— Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a *renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente ley [SERVICIOS PÚBLICOS]*. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas. [los resaltados fueron agregados].

ARTICULO 13. — Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a *regular, transitoriamente, los precios de insumos, bienes y servicios críticos, a fin de proteger los derechos de los usuarios y consumidores, de la eventual distorsión de los mercados o de acciones de naturaleza monopólica u oligopólica.* [los resaltados fueron agregados].

La Ley 25.561 autorizaba expresamente al PEN a regular los precios de los servicios críticos (gas) y, por lo tanto, a fijar el precio del gas³

Pero, como vimos, la Ley de Emergencia hoy vigente solo autoriza al PEN a intervenir en materia tarifaria pero no en el precio del gas. Es necesaria, a los efectos del Esquema, una refrendación legislativa del decreto.

Compete al Ministerio de Economía la elevación del proyecto de DNU que autoriza a la Secretaría a diseñar, suscribir y administrar el Esquema conforme a lo dispuesto en el artículo 20 del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 706 de fecha 28 de agosto de 2020 (modificatorio de la Ley de Ministerios Ley N° 22.520, texto ordenado por Decreto N° 438/92 y sus modificatorias) y lo dispuesto por el artículo 1° del Decreto N° 732 de fecha 4 de septiembre de 2020.

IV. LOS DESAFÍOS QUE PRESENTA EL MERCADO DEL GAS

Vale destacar el complejo contexto económico - social en el que asumieron las nuevas autoridades políticas que determinara la necesidad de sancionar, la LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA N° 27.541, con vigencia partir del 23 de diciembre de 2019.

En este sentido, limitando el análisis a la evolución de las variables macroeconómicas a diciembre de 2019, se destacan variaciones interanuales del orden del 160 % para el

³ ver Decreto 181/2004 y Resolución SE 208/2004.

tipo de cambio, de más del 50% para la inflación y una caída del PBI 2,5 %, que sumó otro año de caída del producto nacional.

En particular, en el mercado de gas natural este contexto derivó en una marcada caída del nivel de precios.

Asimismo, como es de público conocimiento, la pandemia del COVID 19 y el aislamiento social preventivo y obligatorio dispuesto y renovado por el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto N° 297/20 y suplementarios, trajo aparejada una situación de incertidumbre –entre otros- en el segmento de gas natural y, en este contexto, se hizo necesario emitir las ya descriptas Instrucciones SE 2020.

La incertidumbre que la pandemia arrojó sobre el mercado de gas produjo un desincentivo adicional a las inversiones en exploración y, sobre todo, en producción de gas natural. Esta realidad, a su vez, genera incertidumbre en relación a la capacidad de la producción local para abastecer la demanda de gas doméstico particularmente en el invierno del año 2021.

El escenario actual resulta contractivo en tanto involucra caída de la inversión y por consiguiente de la inyección, repercute en forma directa y/o indirecta sobre el nivel de demanda de trabajo y actividad general y, desde el lado estrictamente fiscal, impacta sobre los ingresos que perciben Nación y Provincias.

En el mercado doméstico de gas los déficits de producción local son cubiertos con gas importado, predominantemente gas natural licuado (GNL)⁴ y líquidos, lo que requiere la utilización de reservas líquidas de moneda extranjera por parte del Estado Nacional, generando un triple efecto no deseado como es la salida de divisas, la exposición a precios internacionales y el alejamiento del objetivo fundamental y primario de buscar el autoabastecimiento.

Es evidente a esta altura que se requiere minimizar la presión sobre las reservas de moneda extranjera del Banco Central y que escenarios que deriven en menores necesidades de importación son un instrumento idóneo en este sentido.

Es, entonces, consecuencia natural de la premisa precedente que es en interés del Estado Argentino generar incentivos de inversión a la exploración y producción de gas natural doméstico por motivos económicos/financieros.

Existe, al respecto, un doble mandato legal expreso:

- i) la Ley N° 27.007 en su artículo 5° establece que el Poder Ejecutivo Nacional administrará aquellos planes de estímulo a la producción excedente que se establezcan para, entre otras finalidades, la prosecución de lo establecido en las Leyes N° 17.319 y 26.741.
- ii) el artículo 2° de la ley del gas N° 24.076 dispone como objetivo de la Ley “*b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.*”

En tal sentido el Estado Nacional ha optado, mediante el Esquema propuesto, por generar incentivos a la producción local en el marco de los mandatos legales y con el objetivo de reducir el impacto que el pleno abastecimiento de gas a los usuarios pueda imprimir en las reservas líquidas de moneda extranjera.

⁴ El gas importado de Bolivia representa una cantidad relativamente estable mientras que la importación de GNL funciona como “fusible” de la producción (superávit o déficit) doméstica.

V. EL ESQUEMA

a. *Objetivos*

Los objetivos del Esquema son múltiples. Entre ellos se entienden fundamentales los de fomentar inversiones en producción de gas natural, a los fines de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país generando certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos; Sustituir importaciones de GNL y de combustibles líquidos; Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y el segmento de generación eléctrica de fuente térmica a través de un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL y todo ellos fundamentalmente protegiendo los derechos de los usuarios actuales y futuros del servicio de gas natural.

Se ha discutido en el capítulo precedente el doble objetivo de estímulo/ahorro de divisas. No obstante, el Esquema propuesto persigue un objetivo adicional, también doble como es el de asegurar el suministro mediante un instrumento que permite disociar el precio del gas natural, que refleja los reales costos de producción y desarrollo, del valor que se traslada a los usuarios de las distribuidoras por medio de la tarifa.

b. *Descripción Conceptual*

Ante la caída de la producción y la inversión que inexorablemente derivan en salida de divisas y pérdida del autoabastecimiento, el esquema resumidamente propone:

- i. Convoca a productores de gas a adherir a un compromiso de inversión e inyección para abastecer a la demanda prioritaria;
- ii. Convoca a distribuidoras y subdistribuidoras a concurrir al mercado ofrecido por los productores por los volúmenes de inyección comprometidos;
- iii. El precio de intercambio de los volúmenes de gas surgirá de los precios ofertados, los que se reflejarán en contratos entre productores y distribuidoras;
- iv. Ese precio contractual será igual al ofertado menos una porción del mismo que absorberá (y pagará a los productores firmantes) el Estado Nacional;
- v. De este modo se cumplen los dos objetivos señalados arriba: se ofrece a la producción un precio incentivo y, a la vez, se protege al consumidor del precio del gas promocional.

De esta forma el Estado lleva adelante su capacidad de planificación en cuanto al sistema de gas, estima los niveles de oferta y de demanda, y realiza una agregación de esta última en vistas a consolidar un bloque uniforme a largo: 70 millones m³/d en los 365 días del año por 4 años y un volumen adicional en cada uno de esos inviernos.

A su vez el mercado compite libremente por abastecer a dicha demanda, lo que favorece la reducción de precios, generándose un entorno de previsibilidad de precio y plazo contractual a los productores, en el que se premia al más eficiente en costos otorgando prioridad de asignación de despacho y de exportación.

En particular respecto al mercado de exportación debe resaltarse que al fomentarse estos flujos durante la estación estival se genera una herramienta que aborda la problemática de la estacionalidad (picos de demanda residencial de gas en invierno) con lo cual permite disponer de mayor volumen de gas durante el invierno, evitando trasladar a precio el costo de producir o de importar.

Al mismo tiempo estimula a un sector que está virtualmente estancado (por la pandemia y por los precios decrecientes), fomenta el trabajo, reactiva las economías regionales, el empleo de las Pymes y empresas de servicios y el agregado de valor en el entramado productivo.

En línea con ello, permite armonizar la situación entre el precio necesario que fomenta inversiones (localmente más competitivas que las importaciones), junto con una especial consideración a la tarifa que puede afrontar el usuario final residencial

Adicionalmente debe resaltarse que en el marco de la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social se estima prudente y razonable priorizar el acceso al gas natural de los usuarios residenciales-domésticos y a aquellos usuarios no domésticos sin cantidades contractuales mínimas, o sin contratos, denominados, estos últimos, “Servicio General P1, P2 y P3 grupo III”, por sobre otras categorías de demanda.

En tal sentido se el esquema de abastecimiento a diseñar debería excluir otros segmentos de la demanda que, aunque también centrales para el normal funcionamiento de la economía, estarán en condiciones de acceder al gas natural por medios alternativos sin sustraer volúmenes a la garantía de abastecimiento minorista y de usuarios prioritarios sobre los que se fundamenta el acto propiciado.

El Esquema incorpora todos los puntos y condiciones técnicas necesarias para alcanzar sus objetivos y su reproducción o exégesis excede el marco del presente documento.

c. La Subasta y la Formación del Precio en el Esquema

El Esquema respeta el principio legal de la libre formación de precio por arbitraje entre la oferta y demanda de gas (ver artículo 83 de la Ley N° 24.076).

Se propone que la Secretaría de Energía intervenga en la formación de ese precio facilitando la confluencia de la oferta y la demanda mediante una subasta, fijando un precio máximo (debe señalarse que la adhesión al Esquema no es compulsiva), etc.⁵

La competitividad de los procesos de formación de precios del gas está adecuadamente garantizada en las leyes 17.319 y 24.076. La Secretaría de Energía, como autoridad de aplicación de la Ley N° 17.319 tiene el deber de velar por la explotación racional de hidrocarburos y aplicar las sanciones de dicha norma.

Siendo la libertad, al igual que la competitividad y la transparencia los principios fundamentales que debe regir la formación del precio del gas, es importante precisar cómo se determina la transparencia de un precio. En otras palabras, qué mecanismos propone el Esquema como idóneos para garantizar el mayor grado de transparencia posible.

La ley busca deliberadamente evitar el análisis caso por caso como sistema de determinación de la transparencia de los precios (aunque con fines *informativos* lo considere procedente). Para ello recurre, en primer lugar, a la presunción del artículo 38 del Decreto 1738/92: “...*los precios negociados en forma libre se presumen justos y*

⁵ Con respecto a la legitimación de la Secretaría de Energía para intervenir en estos aspectos, por favor referirse al capítulo III del presente informe.

razonables.”.

Tomando este precepto legal como punto de partida, es posible afirmar que cualquier mecanismo que permita la negociación libre de volúmenes y precios es capaz de producir precios justos y razonables.

Mediante el Decreto N° 1411 del 18 de agosto de 1994, se estableció que los prestadores del servicio público de distribución de gas natural tienen la obligación de realizar una eficiente gestión de compra de gas natural, en resguardo de los intereses de los usuarios. En dicho decreto se instruye al ENARGAS a que certifique si los distribuidores han concretado las operaciones de compra de gas natural a través de procesos transparentes, abiertos y competitivos.

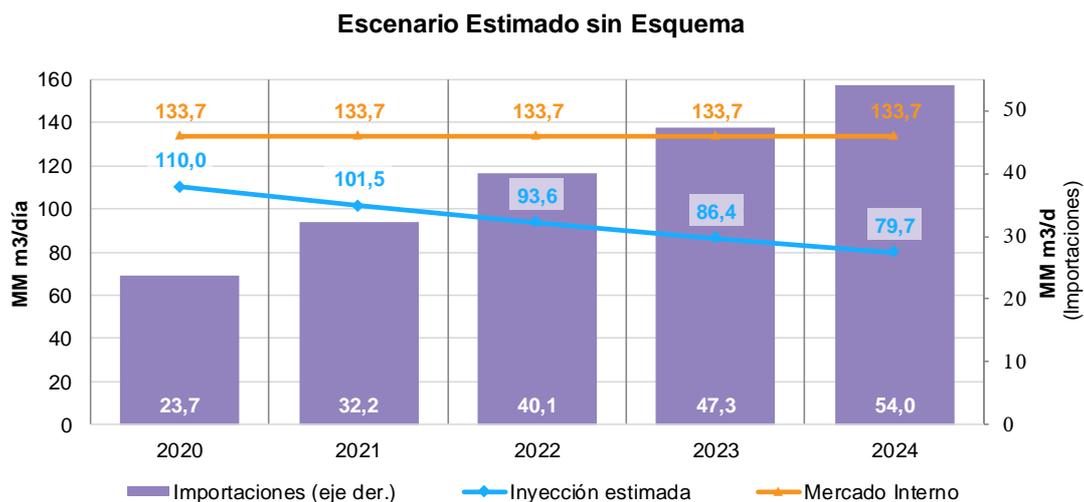
Así, mediante un mecanismo de subasta adecuadamente diseñado, el mercado funciona como una contraparte central entre compradores y vendedores que fija las reglas institucionales explícitas que gobiernan las transacciones y asegura su cumplimiento.

Este tipo de subasta facilita el flujo de información referida para esas transacciones, proveyendo una señal de precios confiable y permitiendo formas alternativas en la gestión del riesgo a un costo razonable.

Adicionalmente, se gana eficiencia operativa al simplificar el proceso administrativo, de negociación y adjudicación.

VI. RESULTADOS ESTIMADOS

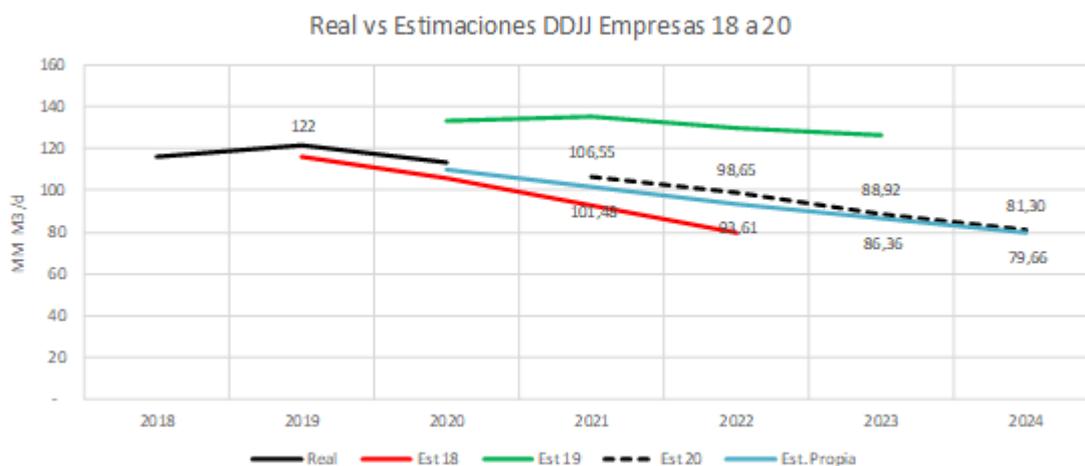
En línea con las proyecciones expuestas en el referido IF-2020-70696405-APN-DNEY#MEC de la Dirección Nacional de Exploración y Producción, en el siguiente gráfico se presenta la evolución esperada de la producción neta o comercializable de gas natural en un escenario denominado “sin esquema” en el que se estima una caída interanual acumulada del orden del 7,75%.



Como puede observarse, la brecha creciente entre la inyección estimada y los requerimientos del mercado interno determina un nivel de importaciones incremental, que como ya se comentó, impacta vía salida de divisas y mayor exposición a precios internacionales.

El costo esperado bajo este escenario de la importación (divisas) se estima en MMU\$S 14.276 para el periodo 2021/2024, monto que si considera el recupero de IEASA por su intermediación ascendería a MMU\$S 7.636 (costo fiscal de las importaciones).

El siguiente gráfico presenta la estimación propia (línea celeste) respecto a las presentadas por las empresas (ajustadas a los efectos de exponer la inyección comercializable) para los periodos 2018 a 2020. Como puede observarse, la estimación propia ajusta correctamente respecto a la última estimación realizada por las empresas en el marco de la Res SE 319/1993 y se encuentra fuertemente por debajo de la anterior estimación realizada en 2019.



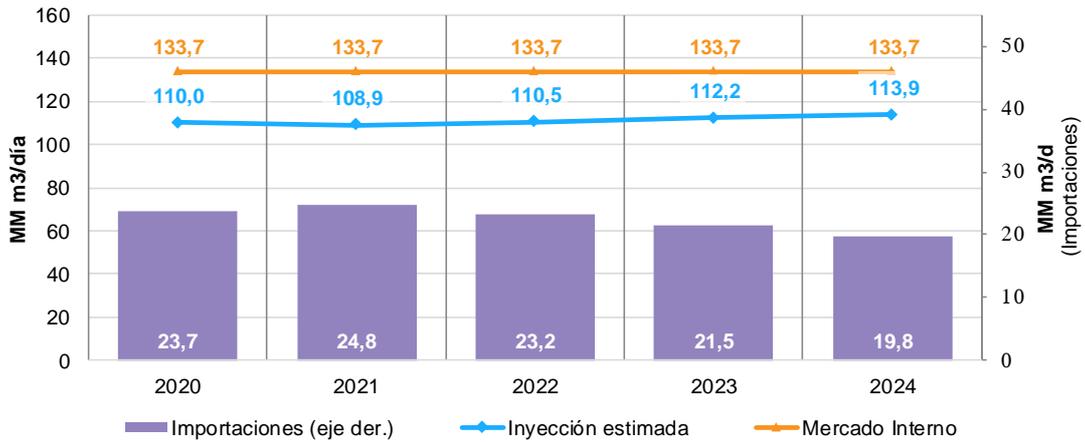
En el siguiente gráfico se presenta la evolución esperada de la producción neta o comercializable de gas natural en un escenario denominado “con esquema” en el que se estima una leve caída inicial que luego es revertida, y que resulta compatible con los lineamientos de la medida propuesta en el sentido de sostener los niveles de producción actuales.

Como puede observarse, a diferencia del escenario anterior, la brecha entre la inyección estimada y los requerimientos del mercado interno ya no es creciente y se estima que en el año 2024 alcanza a un nivel de importaciones del orden de los MM M3/d 19,8, es decir, cerca de 34 MM M3/d por debajo del estimado en el escenario anterior.

El costo estimado bajo este escenario de la importación neta (divisas) se estima en MMU\$S 5.000 para el periodo 2021/2024, monto que si se considera el recupero de IEASA por su intermediación, ascendería a MMU\$S 2.611 (costo fiscal de las importaciones).

Debe señalarse que, a diferencia del anterior escenario, en este existe adicionalmente un saldo exportable que favorece el monto final de la importación, generando un impacto positivo adicional.

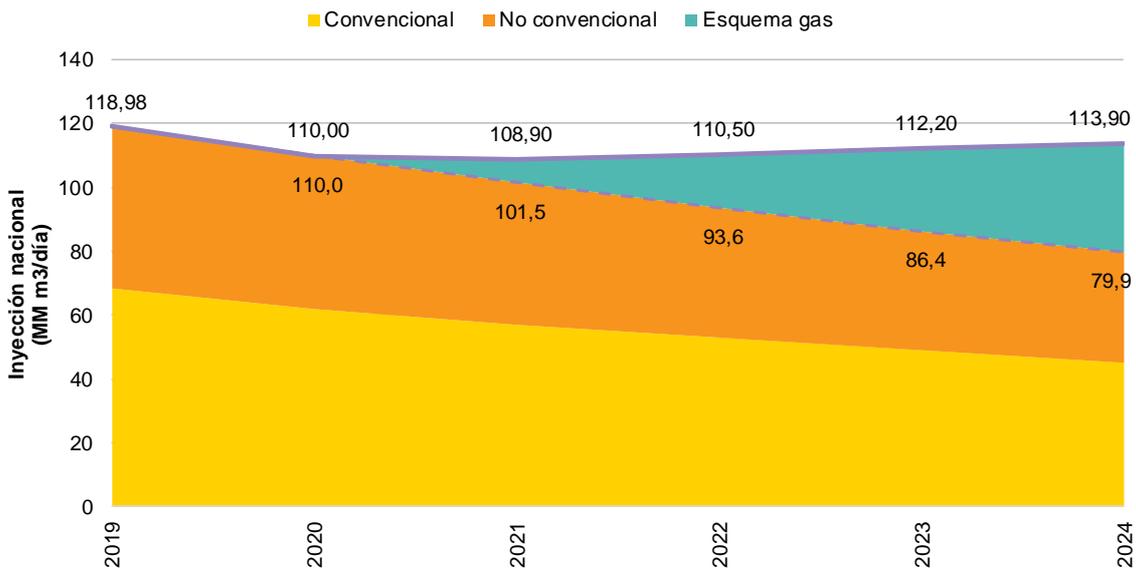
Escenario Estimado con Esquema



Atento lo expuesto en estos dos escenarios, surge una clara ventaja por ahorro de divisas del orden de los MMU\$ 9.274 que en términos de costo fiscal representan un ahorro de MM U\$ 5.025 para el periodo 2021-2024.

Se estima que el costo del Esquema (exclusivamente por las entregas a Distribuidoras) asciende, bajo ciertos parámetros de precio en los Cuadros tarifarios, al orden de los MMU\$ anuales 613 que sumados al costo fiscal de las importaciones de MMU\$ 2.611 representan para el periodo 2021-2024 un costo fiscal para el Tesoro de MMU\$ 5.062 que frente al costo sin esquema de MMU\$ 7.636, determinarían un ahorro fiscal durante el periodo de MMU\$ 2.574.

Finalmente, el siguiente gráfico presenta la misma curva de inyección nacional representada en el anterior, pero con detalle del tipo de recurso (convencional y no convencional) y una estimación del posible volumen adicional bajo un escenario “con esquema”.





República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico firma conjunta

Número:

Referencia: INFORME EG FINAL

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 10 pagina/s.