

“La Oportunidad para los Hidrocarburos No Convencionales”¹

Mariano Humberto Bernardi²

¹ Este artículo no brinda asesoramiento ni constituye opinión legal.

² Abogado (UBA); Especialización en Derecho Empresario (UBA); Maestría en Derecho y Economía (UTDT); Especialización en Derecho del Petróleo y Gas (UBA); Estudio Bernardi & Asociados Abogados; www.bernardi-asociados.com

Resumen:

El artículo presenta un análisis sobre la legislación de los hidrocarburos, los aspectos económicos y las políticas públicas para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en la República Argentina y los próximos desafíos en la transición energética.

Palabras claves: hidrocarburos no convencionales, Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Eschema de Oferta y Demanda 2020-2024, fondo anticíclico, barril criollo, políticas públicas, reglas de juego, previsibilidad, federalismo de concertación, descarbonización, industria petroquímica, Gas Natural Licuado (GNL), gas natural.

La Oportunidad para los Hidrocarburos No Convencionales



Foto: Vaca Muerta - Facebook YPFoficial - <https://www.facebook.com/YPFoficial/photos/1099589466867786>

1. El Derecho

Ley 17.319³ -Hidrocarburos- del año 1967 mantiene su plena vigencia y fue modificada por la Ley 27.007⁴ en el año 2014.

La Constitución Nacional⁵ en el artículo 124, in fine, establece que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”.

³ Ley 17.319. Buenos Aires, 23 de junio de 1967. Fuente: Infoleg.

⁴ Ley 27.007. Ley N° 17.319. Modificación. Sancionada: Octubre 29 de 2014. Promulgada: Octubre 30 de 2014. Fuente: Infoleg.

⁵ Constitución de la Nación Argentina. Ley N° 24.430. Ordénase la publicación del texto oficial de la Constitución Nacional (sancionada en 1853 con las reformas de los años 1860, 1866, 1898, 1957 y 1994). Sancionada: Diciembre 15 de 1994. Promulgada: Enero 3 de 1995. Fuente Infoleg.

La Ley 26.197⁶ o “Ley Corta” en su artículo 1° aclaró que “los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren”.

En este sentido, las provincias asumieron en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraran en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado Nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares.

⁶ Sustitúyese el artículo 1° de la Ley N° 17.319, modificado por el artículo 1° de la Ley N° 24.145. Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraran en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas. Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera. Sancionada: Diciembre 6 de 2006. Promulgada de Hecho: Enero 3 de 2007. Fuente: Infoleg.

Asimismo, el artículo 1° de la Ley 26.197 continúa mencionando que: “Pertenece al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental.

Pertenece a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968.

Pertenece a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio.

Pertenece a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de DOCE (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo y de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII de ese instrumento.

Pertenece a la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, aquellos yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, respetando lo establecido en el Acta Acuerdo suscrita, con fecha 8 de noviembre de 1994, entre la referida provincia y la provincia de Santa Cruz”.

El Poder Ejecutivo Nacional y las provincias también acordaron la transferencia a las jurisdicciones locales de todas aquellas concesiones de transporte asociadas a las concesiones de explotación de hidrocarburos que se transfieren en virtud de la presente ley.

Las provincias, como Autoridad de Aplicación, ejercerán las funciones de contraparte de los permisos de explotación y de transporte de hidrocarburos transferidos y estarán facultadas para: a) ejercer en forma plena e independiente las actividades de control y fiscalización de los permisos y concesiones y de cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional, b) exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que fueren de aplicación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información y pago de cánones y regalías, c) disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales, d) aplicar el régimen sancionatorio previsto en la Ley 17.319 y su reglamentación.

Por otra parte, la Ley 26.197 en su artículo segundo, in fine, sostiene que “el diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo nacional”.

La Corte Suprema de Justicia de la Nación, en el caso “Chevron San Jorge S.R.L. c/Neuquén, Provincia s/ acción declarativa de inconstitucionalidad”⁷, aclaró que “*el artículo 124, in fine, de la Constitución Nacional sólo reconoce a las provincias el dominio originario de los recursos naturales en su territorio más no la jurisdicción sobre ellos. Dicha conclusión no se ve alterada por la sanción de la Ley 26.197, desde que su artículo 2º, in fine, mantiene la responsabilidad sobre el diseño de la política energética en cabeza del Poder Ejecutivo Nacional*”.

La Ley 17.319 menciona que el Poder Ejecutivo Nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2º -las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas, conforme a las disposiciones de esta ley y las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo-, teniendo como objetivo

⁷ *Chevron San Jorge S.R.L. c/ Neuquén, Provincia s/ acción declarativa de inconstitucionalidad*: Corte Suprema de Justicia de la Nación, 01 de noviembre de 2011, C.2126.XLI.

principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

Entonces ¿Cómo se establece el límite de las potestades provinciales con relación a las facultades propias del Poder Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos?

El artículo 75, inciso 12, de la Constitución Nacional menciona que corresponde al Congreso “dictar los Códigos Civil, Comercial, Penal, de Minería, y del Trabajo y Seguridad Social, *en cuerpos unificados o separados...*”.

Por su parte, el artículo 126 de la Constitución Nacional aclara que “las provincias no ejercen el poder delegado a la Nación...ni dictar los Códigos Civil, Comercial, Penal y de Minería, después que el Congreso los haya sancionado...”.

Así las cosas, la ley de hidrocarburos es materia propia del Código de Minería, aunque se dicte en un cuerpo separado y, por lo tanto, encuadra en el artículo 75, inciso 12, de la Constitución Nacional. (Sabatini, Rubén; 2008⁸).

La Ley 26.741⁹, del año 2012, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos.

⁸ Sabatini, Rubén (2008); “Provincialización de los Hidrocarburos. Sus efectos más trascendentes” en *IV Seminario Estratégico. La Argentina y el Planeamiento Estratégico*, Society of Petroleum Engineers de Argentina; 04/09/2008.

⁹ Ley 26.741. Declárase de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos. Declárase de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. Sancionada: Mayo 3 de 2012. Promulgada: Mayo 4 de 2012, Fuente: Infoleg.

Principios de la política hidrocarburífera de la República Argentina: a) 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; b) La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas; c) 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; d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; e) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto; f) La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado; g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos y h) La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Asimismo, también declaró no sólo de utilidad pública y sujeto a expropiación el cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de YPF Sociedad Anónima representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta; sino también declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de Repsol YPF GAS S.A. representado por el sesenta por ciento (60%) de las acciones Clase A de dicha empresa, pertenecientes a Repsol Butano S.A., sus controlantes o controladas.

El Decreto 929/2013¹⁰ aclaró en sus considerandos que “se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, en el marco de las Leyes Nros. 17.319, 26.197 y 26.741, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina...”.

Allí se definió a la “Explotación No Convencional de Hidrocarburos” como la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

Toda concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante los plazos que correspondan.

Finalmente, las respectivas Autoridades de Aplicación, es decir las Provincias o la Nación, según sea territorio de dominio provincial o de dominio nacional el lugar en que se encuentren los yacimientos de gas y de petróleo, podrían dentro del área de concesión subdividir el área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y otorgar nueva concesión que recaerá sobre el titular de la concesión del área que así lo solicite.

¹⁰ Decreto 929/2013. Créase el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos. Bs. As., 11/7/2013. Fuente: Infoleg.

La ley 27.007, en su artículo 5°, introdujo el artículo 27 bis a la Ley 17.319, entendiéndose por Explotación No Convencional de Hidrocarburos la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

Por otra parte, Ley 27.007 dispuso que el Estado Nacional incorporará al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado por el Decreto 929/13, a los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a doscientos cincuenta millones de dólares estadounidenses (US\$ 250.000.000) calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros tres (3) años del proyecto (Explotación Convencional, Explotación No convencional y Explotación Costa Afuera).

La Resolución 74/2016¹¹, del 18/05/2016, ex Ministerio de Energía y Minería, creó el “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural”. Asimismo, en el Anexo I definió a los Yacimientos de “Tight Gas” o “Shale Gas” como aquellos reservorios de gas caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada y fijó el precio de estímulo a SIETE DÓLARES ESTADOUNIDENSES CON CINCUENTA CENTAVOS POR MILLÓN DE BTU (7,5 USD/MMBTU).

La Resolución 46-E/2017¹², 02/03/2017, ex Ministerio de Energía y Minería, estableció el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”.

¹¹ Resolución 74/2016. Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural. Creación. Bs. As., 18/05/2016. Fuente: Infoleg.

¹² Resolución 46-E/2017. Ciudad de Buenos Aires, 02/03/2017. Fuente: Infoleg

El Anexo -sustituido por art. 1° de la Resolución N° 419-E/2017¹³, ex Ministerio de Energía y Minería B.O. 02/11/2017- definió al gas no convencional como el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada ("Tight Gas" o "Shale Gas").

Asimismo, también instauró un precio mínimo: (i) 7,50 USD/MMBTU para el año calendario 2018, (ii) 7,00 USD/MMBTU para el año calendario 2019, (iii) 6,50 USD/MMBTU para el año calendario 2020, (iv) 6,00 USD/MMBTU para el año calendario 2021. 5. Precio Mínimo: (i) 7,50 USD/MMBTU para el año calendario 2018, (ii) 7,00 USD/MMBTU para el año calendario 2019, (iii) 6,50 USD/MMBTU para el año calendario 2020 y (iv) 6,00 USD/MMBTU para el año calendario 2021.

El Decreto 892/2020¹⁴, de fecha 13/11/2020, aprobó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”, basado en un sistema competitivo en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

¹³ Resolución 419-E/2017. Ciudad de Buenos Aires, 01/11/2017. Fuente: Infoleg.

¹⁴ DECNU-2020-892-APN-PTE-Aprobación. Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024-. Ciudad de Buenos Aires, 13/11/2020. Fuente: Infoleg.

El Plan contempla los siguientes objetivos: a) viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos, b) proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros y de las usuarias actuales y futuras del servicio de gas natural, c) promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera, d) mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural, e) sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, f) coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno, g) generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos, h) otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica e i) establecer 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.

El Decreto también declaró la promoción de la producción del gas natural argentino como de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina.

La Secretaría de Energía procederá a instrumentar el Plan de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento celebrados entre oferentes y demandantes garantizando la libre formación y transparencia de los precios.

El Plan considera: a) **volumen** -base total SETENTA MILLONES DE METROS CÚBICOS (70.000.000 m³) por día para los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días de cada año calendario de duración del esquema y sujeto a modificación por la Secretaría de Energía-, b) **plazo** -tendrá una duración inicial de CUATRO (4) años y podrá ser ampliado y OCHO (8) años para los proyectos costa afuera-, c) **exportaciones** -podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta un volumen total de ONCE MILLONES DE METROS CÚBICOS (11.000.000 m³) por día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal y estas condiciones podrán ser utilizadas para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL-, d) **procedimiento de oferta y demanda** -los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar-, e) **agregación de la demanda** -mecanismo que permita agregar las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de usinas eléctricas, más las exportaciones en período no invernal-, f) **coordinación con programas de incentivo**: -amalgamar el esquema con los planes de estímulo a la oferta de gas natural establecidos por las Resoluciones Nros. 46, de fecha 02/03/2017, 419 de fecha 01/11/2017 y 447 de fecha 16/11/2017, todas ex MinEM, respectivamente-, g) **valor agregado nacional y planes de inversión**: -principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales y bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional-, h) **misceláneas**: -garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda-.

El Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a fines de administrar el impacto del costo del gas natural trasladado a los usuarios y la Secretaría de Energía podrá dictar una reglamentación para la discusión y debate de las tarifas de gas natural, pudiendo incluir mecanismos de participación ciudadana.

Por otra parte, el Decreto deroga las Resoluciones 80/2017¹⁵, del 04/04/2017, ex MinEM, y 175/2019¹⁶, del 04/04/2019 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex Ministerio de Hacienda. La Secretaría de Energía deberá dictar los actos administrativos necesarios a fines de establecer un mecanismo de transición para los usuarios y las usuarias comprendidos en dichas Resoluciones.

El Banco Central de la República Argentina deberá establecer mecanismos idóneos a fin de facilitar el acceso al Mercado Libre de Cambios (MLC), cuando los fondos hayan sido ingresados por ese mercado y sean operaciones genuinas y destinadas a la financiación de proyectos del Plan y en caso de existencia de normas que limiten el acceso a dicho mercado para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior.

La Comunicación “A” 7168/2020¹⁷ del Banco Central de la República Argentina estableció las adecuaciones para las entidades financieras y las casas de cambio con relación

¹⁵ Resolución 80-E/2017. Expendedores de GNC - Compra de gas natural. Ciudad de Buenos Aires, 04/04/2017. Fuente: Infoleg.

¹⁶ Resolución 175/2019. RESOL-2019-175-APN-SGE#MHA. Ciudad de Buenos Aires, 04/04/2019. Fuente: Infoleg.

¹⁷ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/237610/20201124> (último acceso 27/11/2020)

“1. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, sin la conformidad previa del BCRA en la medida que dicho requisito se encontrase vigente, cuando se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

1.1. Las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados.

1.2. El monto total abonado por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad deberá contar con una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en su nombre.

a las operaciones ingresadas y liquidadas por el mercado de cambios a partir del 16/11/2020 y destinadas a la financiación de proyectos enmarcados en el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”.

Finalmente, se invita a adherirse al Decreto a las provincias productoras de gas natural.

El Anexo del “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” menciona que el **inicio** es el 1° de diciembre de 2020 -fecha a partir de la cual los Productores/as firmantes estarán obligados a cumplir con

1.3. El acceso se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios de la operación que permite el encuadre en el presente punto.

1.4. La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”.

2. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios, sin la conformidad previa del BCRA en la medida que dicho requisito se encontrase vigente, para la cancelación al vencimiento de servicios de capital e intereses de endeudamientos con el exterior en la medida que el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 años y se verifiquen los restantes requisitos previstos en el punto 3.5. de las normas de “Exterior y cambios”.

3. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios, sin la conformidad previa del BCRA en la medida que dicho requisito se encontrase vigente, para la repatriación de inversiones directas de no residentes hasta el monto de los aportes de inversión directa liquidados en el mercado de cambios a partir del 16.11.2020, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

3.1. La entidad cuente con documentación que acredite el efectivo ingreso de la inversión directa en la empresa residente.

3.2. El acceso se produce no antes de los 2 años corridos desde la fecha de liquidación en el mercado de cambios de la operación que permite el encuadre en el presente punto.

3.3. En el caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables realizadas por la empresa local, la entidad cuente con la documentación que demuestre que se han cumplimentado los mecanismos legales previstos y haya verificado que se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos” el pasivo en pesos con el exterior generado a partir de la fecha de la no aceptación del aporte irrevocable o de la reducción de capital según corresponda.

En todos los casos, la entidad deberá contar con la documentación que le permita constatar el carácter genuino de la operación a cursar, que los fondos fueron destinados a financiar proyectos comprendidos en el mencionado plan y el cumplimiento de los restantes requisitos previstos por las normas de “Exterior y cambios” no modificados por esta resolución.”

sus obligaciones emergentes y el Estado Nacional a abonar la diferencia del precio del gas que se genere entre el PIST autorizado para traslado a tarifas vigente a la fecha del inicio del Esquema y el precio adjudicado conforme a la subasta-, en función de los plazos necesarios para lograr mayor inyección en mayo 2021.

Con relación a las **tarifas y subsidios** aclara que: “La Secretaría de Energía del Ministerio de Economía definirá, con la asistencia del ENARGAS, en caso de que se la requiera, y a partir del precio resultante en la Subasta para el pago del gas en el PIST, cuáles son los niveles de subsidio en el precio del gas y el traslado (*pass through*) del costo de la demanda prioritaria vía contratos de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras. De esta manera, la Autoridad de Aplicación establece el contenido de la política pública de subsidios con el fin de proteger a los segmentos vulnerables de la población. De allí que esta incentiva tenga en cuenta tanto los precios requeridos para el desarrollo sostenible de la producción de gas en todas las cuencas de nuestro país, como los niveles tarifarios (y de subsidio) asociados que están relacionados con la demanda prioritaria”.

La **relación con planes de estímulo vigentes** se promueve complementar el Esquema con el Programa de estímulo dispuesto en las Resoluciones 46/2017 y sus modificatorias, 419/2017 y 447/2017, todas del ex Ministerio de Energía y Minería -objetivos: a) los volúmenes adicionales a los allí involucrados queden incorporados en la presente iniciativa de acuerdo con las condiciones del Esquema, b) la inversión del Estado Nacional durante la vigencia de dicho Programa redunde en precios competitivos y se dé forma a un solo mercado de gas con precios uniformes y c) se contemplen los derechos de quienes en la actualidad son beneficiarios/as de ese Programa de estímulo y se han previsto una serie de opciones de ingreso con el fin de igualar las condiciones de partida de todos los productores/as y se establecen medidas que comenzarán a tener vigencia al momento de su finalización en enero de 2022-.

Los **contratos** serán firmados entre productores/as, por un lado, y Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o CAMMESA, por el otro, resultantes del proceso de subasta establecido en el Esquema.

La **demanda prioritaria** es aquella demanda de gas natural de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras destinada exclusivamente a aquellos grupos de

consumidores/as que, acorde a la normativa vigente, a la fecha del Esquema deben ser abastecidos/as de gas natural por dichas prestatarias.

La **demanda usinas** es aquella demanda de gas natural destinada a la producción de energía eléctrica.

El **volumen base total** es el bloque de SETENTA (70) MMm³/d (o aquel mayor o menor que, sobre la base de lo propuesto por la Secretaría de Energía, adopten las partes) en los 356 días del año, por una duración de cuatro años. Dicho volumen se distribuye: a) Cuenca Austral -20 MMm³/d-, b) Cuenca Neuquina -47,2 MMm³/d y Cuenca Noroeste -2,8 MMm³/d-.

El Anexo A “**Metodología de Asignación de Volúmenes**” diferencia: a) Tratamiento de los productores/as beneficiarios/as del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios no Convencionales”, en el marco de las Resoluciones Nros. 46/2017, 419/2017 y 447/2017, todas ex MinEM y b) Tratamiento de los productores/as no beneficiarios/as del Programa de Estímulo descrito en el punto a).

Asimismo, para los distintos tratamientos arriba mencionados, en ningún caso el precio resultante de aplicar el Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base, ajustado en función del porcentaje de gas retenido que corresponda, podrá superar el **precio máximo** de 3,21 USD/MMBTU.

El Anexo B contiene el “**Plan de Inversiones**”.

La Resolución 317/2020¹⁸, del 20/11/2020, de la Secretaría de Energía, convocó a Concurso Público Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural base total de SETENTA MILLONES DE METROS CÚBICOS (70.000.000 m³) por día para los 365 días de cada año calendario de duración del Esquema -aprobado por el artículo 2° del Decreto 892/2020- y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive. Todo ello, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones “Concurso

¹⁸ RESOL-2020-317-APN-SE#MEC. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía. Ciudad de Buenos Aires, 20/11/2020. Fuente: Infoleg.

Público Gas Nacional - Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”.

Asimismo, se convocó a participar del procedimiento de oferta y competencia a las empresas productoras inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras -Sección Productoras-, a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), a la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH) y a la Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS).

Las empresas distribuidoras y/o subdistribuidoras interesadas en adherir al Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 deberán remitir una nota de adhesión por el sistema TAD y se entenderá que sus obligaciones como adherentes se generarán a partir de la firma de los contratos.

La creación de la “Mesa de Trabajo del Valor Agregado Nacional” tendrá como función realizar la elaboración de informes sobre la evaluación de los compromisos de inversión y de incremento proporcional y progresivo del Valor Agregado Nacional (VAN).

Finalmente, la Resolución contiene cuatro Anexos: a) Anexo I Pliego de Bases y Condiciones “Concurso Público Nacional - Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”, b) Anexo II “Condiciones Particulares de Suministro” -modelo de contrato que deberán suscribir las empresas productoras y CAMMESA-, Anexo III “Modelo de Oferta” -modelo de contrato que deberán suscribir las empresas productoras y las licenciatarias de distribución y/o subdistribuidoras- y d) Anexo IV “Renuncia a Reclamos” -modelo de renuncia a los Beneficios de las Resoluciones Nros. 46 de fecha 2 de marzo de 2017, 419 de fecha 1º de noviembre de 2017 y 447 de fecha 16 de noviembre de 2017, todas del ex Ministerio de Energía y Minería-.

2. La Economía:

El desarrollo de los hidrocarburos convencionales como no convencionales requiere de un escenario económico sustentado en un programa macroeconómico saludable, aportando reglas de juego claras y previsibles, eficiencia y confianza para posibilitar el desenvolvimiento del mercado.

En este sentido, la conformación de un fondo anticíclico permitiría paliar la volatilidad de los precios de los commodities en escenarios económicos complejos. Así las cosas, la Legislatura de la Provincia de Neuquén aprobó, el 20 de noviembre de 2020, la creación del fondo anticíclico “Fondo de Estabilización y Desarrollo”¹⁹ integrado por excedentes de regalías provenientes de la producción de petróleo y gas percibidas por la provincia.

Por otra parte, la promoción de un régimen especial de beneficios fiscales como atractor para el acceso al financiamiento y para las inversiones necesarias sería muy conveniente para el impulso de las actividades en Vaca Muerta -estabilidad fiscal, libre disponibilidad de los dividendos, derechos de exportación, entre otros- permitiría no sólo una ampliación de la producción sino también de las exportaciones y un incremento en la percepción de divisas para la República Argentina.

Finalmente, cabe mencionar el vencimiento de la fecha establecida en el artículo 1° del Decreto 488/2020²⁰, de fecha 18/05/2020, que menciona que “a partir de la publicación

¹⁹ https://www.revistapetroquimica.com/crean-en-neuquen-un-fondo-anticiclico-integrado-con-excedentes-de-regalias-de-gas-y-petroleo/?utm_source=newsletterDiario23noviembre2020&utm_medium=email&utm_campaign=newsletterDiario. (último acceso 30/11/2020).

²⁰ Decreto 488/2020.DCTO-2020-488-APN-PTE - Petróleo Crudo en el Mercado Local. Establécese Precio para Facturación de Entregas. Ciudad de Buenos Aires, 18/05/2020. Fuente: Infoleg.

Considerandos: “la drástica caída del precio internacional del barril de petróleo produce un grave perjuicio a la actividad del sector hidrocarburífero nacional, lo que provoca una fuerte disminución de los niveles de producción de petróleo crudo y de sus derivados, al tiempo que aumenta el riesgo de que la producción nacional no alcance a cubrir las necesidades del mercado interno”.

“Resulta indispensable adoptar nuevas medidas urgentes y transitorias que permitan atender eficazmente los objetivos de la política hidrocarburífera y asegurar el autoabastecimiento a mediano plazo”.

Artículo 1° “En caso de que, durante dicho período, la cotización del “ICE BRENT PRIMERA LÍNEA” superare los DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y CINCO por barril (USD 45/bbl) durante DIEZ (10) días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas CINCO (5) cotizaciones publicadas por el “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” bajo el encabezado “Futures”, quedarán sin efecto las disposiciones del presente artículo.

Durante la vigencia del presente artículo, el precio establecido en el primer párrafo, o el que eventualmente fije la Autoridad de Aplicación en uso de las atribuciones conferidas en el primer párrafo del artículo 4° de este decreto, será de aplicación en todos los casos de entregas de crudo en el mercado local para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas establecidas en el artículo 59 de la Ley N° 17.319”.

del presente decreto y hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia para el crudo tipo Medanito el precio de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y CINCO por barril (USD 45/bbl), este precio será ajustado para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga, utilizando la misma referencia, de conformidad con la práctica usual en el mercado local”.



Fuente: IAPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

3. Las Políticas Públicas:

La ley 17.319 de Hidrocarburos con sus modificaciones mantiene su plena vigencia desde el año 1967 y evidencia la presencia de un marco legal eficiente y estable, precondition para el desarrollo del sector energético.

Las reglas de juego claras permiten que un sistema de incentivos sano premie los mejores esfuerzos de los actores del mercado.

Todo ello impacta y se ve reflejado en la confianza, la volátil piedra basal de los negocios, que constituye la garantía a largo plazo de la continuidad de las inversiones y, por ende, del desarrollo del sector, de sus empresas, de las provincias, de las regiones y de la Nación, maximizando la producción y las exportaciones.

Las políticas públicas participan en este ‘juego’ como un gran catalizador y amalgama de la visión común de los grandes objetivos y actores del sector, en un marco de consenso que genere el compromiso y la previsibilidad necesarios que sustentan los planes a largo plazo y propulsan las potencialidades en vistas a su máximo desarrollo productivo, económico y a su máxima contribución al ámbito federal.

En este sentido, la Corte Suprema de Justicia de la Nación en el caso “Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) c/Buenos Aires, Provincia de y otro s/ acción declarativa”²¹ mencionó el federalismo de concertación tendiente a “*establecer mediante la participación concurrente del Estado Nacional y las provincias un programa, destinado como en el caso, a adoptar una política uniforme que armonice y posibilite la finalidad común de crecimiento de la economía nacional y de reactivación de las economías regionales*”.

Los recursos gasíferos de Vaca Muerta son una ventana de oportunidad para la promoción de la industria petroquímica y del mercado del Gas Natural Licuado (GNL) y su exportación como generadores de cadenas globales de valor a largo plazo, así como también la exportación del crudo de la cuenca.

Los próximos desafíos en la transición energética traerán la descarbonización de la matriz, el rol y la importancia del gas natural como energía de transición y su complementación con las energías renovables y la tecnología del hidrógeno.

Bibliografía:

- *Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) c/Buenos Aires, Provincia de y otro s/ acción declarativa*, Corte Suprema de Justicia de la Nación, 19 de agosto de 1999, fallos 322:1781.
- *Chevron San Jorge S.R.L. c/ Neuquén, Provincia s/ acción declarativa de inconstitucionalidad*: Corte Suprema de Justicia de la Nación, 01 de noviembre de 2011, C.2126.XLI.

²¹ *Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) c/Buenos Aires, Provincia de y otro s/ acción declarativa*, Corte Suprema de Justicia de la Nación, 19 de agosto de 1999, fallos 322:1781.

- Decreto 929/2013. Créase el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos. Bs. As., 11/7/2013. Fuente: Infoleg.
- Decreto 488/2020.DCTO-2020-488-APN-PTE - Petróleo Crudo en el Mercado Local. Establécese Precio para Facturación de Entregas. Ciudad de Buenos Aires, 18/05/2020. Fuente: Infoleg.
- DECNU-2020-892-APN-PTE-Aprobación. Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024-. Ciudad de Buenos Aires, 13/11/2020. Fuente: Infoleg.
- <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/237610/20201124> (último acceso 27/11/2020)
- https://www.revistapetroquimica.com/crean-en-neuquen-un-fondo-anticiclico-integrado-con-excedentes-de-regalias-de-gas-y-petroleo/?utm_source=newsletterDiario23noviembre2020&utm_medium=email&utm_campaign=newsletterDiario. (último acceso 30/11/2020).
- Ley 17.319. Buenos Aires, 23 de junio de 1967. Fuente: Infoleg.
- Ley N° 24.430. Ordénase la publicación del texto oficial de la Constitución Nacional (sancionada en 1853 con las reformas de los años 1860, 1866, 1898, 1957 y 1994). Sancionada: Diciembre 15 de 1994. Promulgada: Enero 3 de 1995. Fuente Infoleg.
- Ley 26.741. Declárase de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos. Declárase de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. Sancionada: Mayo 3 de 2012. Promulgada: Mayo 4 de 2012, Fuente: Infoleg.
- Ley 27.007. Ley N° 17.319. Modificación. Sancionada: Octubre 29 de 2014. Promulgada: Octubre 30 de 2014. Fuente: Infoleg.
- Resolución 74/2016. Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural. Creación. Bs. As., 18/05/2016. Fuente: Infoleg.

- Resolución 46-E/2017. Ciudad de Buenos Aires, 02/03/2017. Fuente: Infoleg
- Resolución 80-E/2017. Expendedores de GNC - Compra de gas natural. Ciudad de Buenos Aires, 04/04/2017. Fuente: Infoleg.
- Resolución 419-E/2017. Ciudad de Buenos Aires, 01/11/2017. Fuente: Infoleg.
- Resolución 175/2019. RESOL-2019-175-APN-SGE#MHA. Ciudad de Buenos Aires, 04/04/2019. Fuente: Infoleg.
- RESOL-2020-317-APN-SE#MEC. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía. Ciudad de Buenos Aires, 20/11/2020. Fuente: Infoleg.
- Sabatini, Rubén (2008); “Provincialización de los Hidrocarburos. Sus efectos más trascendentes” en *IV Seminario Estratégico. La Argentina y el Planeamiento Estratégico*, Society of Petroleum Engineers de Argentina; 04/09/2008.
- Sustitúyese el artículo 1° de la Ley N° 17.319, modificado por el artículo 1° de la Ley N° 24.145. Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas. Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera. Sancionada: Diciembre 6 de 2006. Promulgada de Hecho: Enero 3 de 2007. Fuente: Infoleg.