

**OPORTUNIDADES DEL GAS NATURAL ARGENTINO
EN EL MARCO DE LA AGENDA
DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

**OPPORTUNITIES OF THE ARGENTINE NATURAL GAS WITHIN
THE FRAMEWORK OF THE ENERGY TRANSITION AGENDA***

Por JOSÉ FRANCISCO LAGO RODRÍGUEZ**

Resumen: En el marco de la agenda mundial de transición energética, el gas natural se ha convertido en uno de los principales combustibles de transición. El presente ensayo analiza el marco normativo nacional vigente y los principales proyectos nacionales en materia hidrocarburífera, enfatizando en las oportunidades para que la Argentina se convierta en un proveedor de energía confiable y seguro.

Palabras clave: Argentina, infraestructura, transición energética, hidrocarburos.

Abstract: Within the framework of the global energy transition agenda, natural gas has become one of the main transition fuels. This essay analyzes the current national regulatory framework and the main national projects in hydrocarbon matters, emphasizing the opportunities for Argentina to become a reliable and secure energy supplier.

Key words: Argentina, infrastructure, energy transition, hydrocarbons.

§ 1. INTRODUCCIÓN

A lo largo del presente ensayo se analizará el contexto geopolítico y la agenda de transición energética en virtud del compromiso asumido por 196 países tras la celebración del Acuerdo de París.

Se abordarán las condiciones naturales de nuestro país, algunas de las principales normativas nacionales vigentes y la posibilidad de que la Argentina se convierta en un proveedor de energía confiable y seguro, mediante la

* Recibido: 27/6/2023. Aceptado: 16/1/2024.

** Abogado por la Universidad Austral (2015). Diplomado en Contratos del Estado e Infraestructura Pública por la Universidad Austral (2015). Magíster en Derecho Administrativo por la Universidad Austral (2021). Se desempeña como abogado en Cassagne Abogados. Correo electrónico: jflagorodriguez@gmail.com.

explotación y exportación de sus recursos hidrocarburíferos durante el proceso mundial de transición energética, aprovechando las bondades del gas natural como combustible de transición.

Debe tenerse en consideración que, durante el proceso de transición, los países se encuentran abocados a reemplazar los combustibles más contaminantes —con alta emisión de gases de efecto invernadero— por fuentes de energía menos contaminantes.

En ese contexto, la Argentina debe encarar con urgencia la explotación de sus recursos hidrocarburíferos de forma tal que, una vez completado el proceso de transición energética, se haya aprovechado el máximo potencial de estos.

Finalmente, se describirán los principales proyectos que se encuentran en desarrollo y que permitirían que nuestro país dé un salto cualitativo y cuantitativo en la producción hidrocarburífera para abastecer, durante el proceso de transición energética, a otros países del mundo.

§ 2. CONTEXTO GEOPOLÍTICO Y AGENDA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En virtud de la celebración del Acuerdo de París, el que entró en vigor el 4 de noviembre de 2016, 196 partes asumieron el compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a fin de limitar el calentamiento mundial a 1,5 grados centígrados en comparación con los niveles preindustriales¹.

Dentro del acuerdo, se proporciona un marco para la prestación de asistencia financiera a los países menos desarrollados y más vulnerables, el desarrollo y transferencia de tecnología y el fomento de la capacidad relacionada con el clima en los países en desarrollo.

Es importante remarcar que, hoy en día, China genera aproximadamente el 30 % de las emisiones de gases de efecto invernadero, Estados Unidos el 13 %, India el 7 %, Rusia el 5 %, Japón el 3 %, entre otros². La gran mayoría de los países más contaminantes son altamente industrializados, con una matriz energética en donde predomina el carbón y los combustibles líquidos y en donde la industria petrolera tiene una importante participación en la economía y un fuerte poder de *lobby*.

Por su parte, los países más contaminantes per cápita son los de la península arábiga —Catar, Kuwait, Arabia Saudita—³, principales productores mundiales de hidrocarburos y grandes consumidores de energía eléctrica —producida mediante hidrocarburos—.

¹ NACIONES UNIDAS (s/f).

² SIN AUTOR (2022a).

³ GARRETT (2022).

La gran mayoría de los países signatarios del Acuerdo de París asumieron el compromiso de alcanzar, para 2050, una reducción en las emisiones hasta alcanzar un nivel de emisiones netas cero. Los mayores compromisos fueron asumidos por los grandes contaminadores, como China, Estados Unidos y la Unión Europea, teniendo como objetivo reducir alrededor del 76 % de las emisiones globales⁴.

Para alcanzar dicho objetivo, se puso en práctica la agenda de transición energética, a través del reemplazo de la generación de energía eléctrica por medio de fuentes altamente generadoras de gases de efecto invernadero—como el carbón y los hidrocarburos líquidos— por fuentes con menores o nulas emisiones—como la energía eólica, solar o undimotriz—.

Ahora bien, dicha transición no resulta sencilla en virtud de que, entre otros factores, las energías renovables no permiten abastecer los picos de alta demanda de energía, aún no resulta eficiente almacenar la energía eléctrica y los medios de generación alternativos o “verdes”—energía eólica y solar— resultan más caros que las energías tradicionales más contaminantes—combustibles líquidos y carbón—.

En virtud de ello, aparece como solución posible realizar una transición en etapas, adoptando las fuentes de generación de energía disponibles que sean más eficientes y menos contaminantes mientras que, a lo largo de los próximos años, se logre el desarrollo de nuevos medios que permitan superar las falencias de las fuentes renovables actualmente vigentes.

Así, surge como una alternativa inmediata la adopción del gas natural como una fuente menos contaminante que los combustibles líquidos y el carbón y, además, como un recurso abundante. Por su parte, el hidrógeno, y en particular el hidrógeno verde⁵, surge como una fuente de energía amigable con el medio ambiente pero que todavía requiere de avances tecnológicos e industriales para ser competitivo.

El Plan Nacional de Transición Energética a 2023⁶ plantea al gas natural como un vector energético de transición clave para reducir las emisiones mediante un suministro confiable, asequible y continuo a fin de que nuestro país se convierta en un proveedor de gas natural a escala regional y global, colaborando con la viabilidad de las transiciones energéticas de otros países⁷.

Recordemos que los países más desarrollados, principalmente los europeos, han adoptado hace ya algunos años al gas natural como una de las principales fuentes energéticas. Sin embargo, tras el conflicto bélico suscitado entre Rusia y Ucrania y el sabotaje del gasoducto Nord Stream⁸—principal

⁴ NACIONES UNIDAS (2022).

⁵ Producido mediante electrólisis con electricidad generada a partir de energías renovables, como la eólica o la solar.

⁶ Aprobado por la resolución 517/2023 de la Secretaría de Energía.

⁷ Punto 2.3.3 del Plan Nacional de Transición Energética a 2030.

⁸ Ver VIDAL LIY (2023) y BERTRAND, MARQUARDT y BRITZKY (2023).

ducto de abastecimiento de gas ruso a Europa— la Unión Europea se ha visto en la necesidad de buscar nuevos proveedores de gas natural⁹.

La Agencia Internacional de Energía destaca el rol del gas natural dentro del proceso de transición energética hacia energías menos contaminantes, ello en virtud de las menores emisiones que genera con relación a la mayoría del resto de los combustibles fósiles y atento a que la generación eléctrica por gas natural resultará necesaria como respaldo de la generación eólica y solar por su intermitencia¹⁰.

En este sentido, conforme surge de publicaciones especializadas, el reemplazo de las centrales eléctricas alimentadas por carbón por centrales de gas natural-ciclo combinado generaría una reducción en las emisiones asociadas cercanas al 40 %. Ello permitiría adoptar una forma efectiva de reducir las emisiones, a la par de dar previsibilidad a la demanda de energía a precios asequibles durante los próximos 25 años¹¹.

§ 3. CONDICIONES NATURALES DE LA ARGENTINA

La Argentina tiene condiciones naturales para convertirse en un actor de relevancia mundial en el marco de la agenda de transición energética, transformándose en un proveedor de energía confiable y seguro para Occidente a través del gas natural y, a futuro, a través del hidrógeno. Así lo han manifestado distintos representantes europeos en nuestro país a lo largo de los últimos meses¹².

Nuestro país cuenta con diecinueve cuencas sedimentarias, de las cuales cinco (Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral) producen actualmente hidrocarburos. La reciente explotación de recursos no convencionales de gas y petróleo, conocidos como *shale gas* y *shale oil*, abre un nuevo panorama energético. Estos recursos se encuentran fundamentalmente en las cuencas Neuquina y Austral, donde se destaca Vaca Muerta, que es una de las formaciones más promisorias del mundo¹³.

Por su parte, la Región Patagónica presenta altas velocidades de viento, superando la media mundial, y expansiones de tierra potencial para la generación eólica. Asimismo, el noroeste argentino (La Rioja, Salta y Jujuy) y el área montañosa del centro este (Mendoza, San Juan y San Luis) tienen la mayor radiación solar del país¹⁴.

Finalmente, nuestro país cuenta con excelentes condiciones naturales para la instalación de puertos de aguas profundas que permiten exportar a precios competitivos la producción energética nacional, entre los que se desta-

⁹ Cfr. COMISIÓN EUROPEA (2022).

¹⁰ IEA (s/f).

¹¹ Cfr. GIL, PRIETO y CODESEIRA (2022) p. 21; y GRANT, ZELINKA y MITOVA (2021).

¹² Ver FILAS (2023), URIEN (2023) y GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE NEUQUÉN (2023).

¹³ FUNDACIÓN YPF-EDUC.AR SOCIEDAD DEL ESTADO (s/f).

¹⁴ CÁMARA ARGENTINA DE ENERGÍAS RENOVABLES (2023).

can los puertos de Bahía Blanca, Quequén y Mar del Plata, así como nuevos puertos y ampliaciones proyectadas de puertos existentes en las provincias de Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

En virtud de los compromisos asumidos por los países signatarios del Acuerdo de París, nuestro país dispone de una ventana aproximada de entre 25 y 30 años para convertirse en un actor mundial importante en el abastecimiento de energía.

§ 4. LA NECESIDAD DE DESARROLLAR NUEVAS INFRAESTRUCTURAS

Ahora bien, para poder desarrollar el potencial natural que tiene nuestro país y convertirnos en un proveedor regional y global de energía –aprovechando en el corto y mediano plazo los recursos hidrocarburiíferos–, requerimos de una gran y constante inversión en infraestructura. Por un lado, infraestructura de transporte de hidrocarburos –gasoductos, oleoductos y poliductos–, infraestructura que permita la exportación de los recursos –puertos y plantas de licuefacción– e infraestructura que permita el abastecimiento de energía –plantas de generación y líneas de transporte de alta tensión–.

Sabemos que tales inversiones no son sencillas de lograr, ya que se ven afectadas por una gran cantidad de factores de riesgo, a saber: riesgos políticos, riesgos regulatorios, largos periodos de maduración, periodos de repago prolongados, periodos de gestación prolongados, elevados costos hundidos, larga vida útil y elevada vulnerabilidad.

Actualmente, y desde hace ya unos años, los inversores se han manejado con extrema cautela, demorando o suspendiendo proyectos de inversión en virtud de las condiciones políticas, económicas y sociales que desestabilizan a nuestro país.

La ausencia de planes de infraestructura pública y la evaluación de factibilidad técnica, económica, financiera, ambiental y social por parte de las distintas jurisdicciones de gobierno son un importante problema a la hora de encarar los proyectos de infraestructura.

Por su parte, la falta de recursos fiscales suficientes en el marco de un déficit fiscal crónico de nuestro país deja los proyectos de infraestructura a merced de quienes estén dispuestos a financiarlos. Así, se ha sostenido que existe una suerte de delegación o tercerización en la elección o priorización de los proyectos en manos de los organismos de crédito que direccionan en consecuencia los préstamos, lo que desplaza parcialmente al Estado como actor relevante en la planificación, ejecución y control de los proyectos de infraestructura¹⁵.

A fin de desarrollar dichos proyectos y tomar la decisión final de inversión (FID), la gran mayoría de los inversores exigen que se aseguren incentivos

¹⁵ EINTOSS, GONZÁLEZ CHMIELEWSKI y ROJO (2021).

fiscales, un régimen de exportaciones, libre disponibilidad de divisas, acceso al mercado de cambios, estabilidad regulatoria y estabilidad tributaria¹⁶.

En virtud de ello, resulta primordial sancionar regulaciones que permitan trazar un horizonte de planificación y estabilidad para el desarrollo de proyectos de infraestructura, así como una correcta evaluación de los proyectos para fijar prioridades.

§ 5. MARCO NORMATIVO VIGENTE

La Argentina cuenta con algunos marcos normativos actualmente vigentes que regulan y fomentan el desarrollo del sector energético en nuestro país y que permitirían, en cierta forma, ser enmarcados en la agenda de transición energética.

No obstante que en los últimos años se han dictado una serie de regulaciones referidas a la agenda de transición energética¹⁷, nos centraremos en las que se refieren a la faz productiva de los recursos energéticos, en especial, los hidrocarburíferos –dado el enfoque de este trabajo–. A continuación, se desarrollan los más importantes, a título enunciativo.

a) *LEYES 26190 Y 27191*. — En primer lugar, podemos mencionar las leyes 26190 y 27191, que regulan el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

A través de dicho régimen se estableció como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8 % del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2017¹⁸ y alcanzar el 20 % del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2025¹⁹.

Por su parte, se definieron como fuentes renovables a la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26093²⁰.

Es importante destacar que el régimen prevé una serie de beneficios, a fin de incentivar la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables de energía.

¹⁶ Ver ESPINA (2022) y BN AMÉRICAS (2023a).

¹⁷ A modo de ejemplo, podemos citar: a) Plan Nacional de Transición Energética a 2030 aprobado por la resol. SI 517/2023; b) Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno, publicada por la Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Nación; c) el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, aprobado por el decreto 140/2007; d) la implementación de la Etiqueta de Eficiencia Energética Vehicular, regulada en la resolución 383/2021 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, entre otras.

¹⁸ Art. 2° de la ley 26190.

¹⁹ Art. 5° de la ley 27191.

²⁰ Art. 4° de la ley 26190.

Entre los beneficios, podemos mencionar:

a) La amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias correspondiente a los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión.

b) Devolución anticipada del IVA respecto de los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión.

c) La extensión de cinco a diez años del período para efectuar la deducción de quebrantos impositivos en el Impuesto a las Ganancias.

d) Los bienes afectados al régimen no integrarán la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta desde el principio efectivo de ejecución de las obras hasta el octavo ejercicio inclusive desde la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.

e) Los dividendos o utilidades distribuidos por los titulares de los proyectos de inversión beneficiados por el régimen no quedarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias del 10 % cuando estos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país.

f) Deducción de la carga financiera del pasivo financiero. Podrán deducirse de las pérdidas de la sociedad, los intereses y las diferencias de cambio originadas por la financiación del proyecto promovido por esa ley.

g) Los beneficiarios del régimen que en sus proyectos de inversión acrediten un 60 % –o un porcentaje menor en situaciones especiales– de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al 20 % del componente nacional de las instalaciones electromecánicas –excluida la obra civil–.

h) Exención del pago de los derechos a la importación y de todo otro derecho (con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios), por la importación de bienes de capital u otros elementos o equipos especiales que fueren necesarios para la ejecución del proyecto.

En el marco de las citadas leyes se desarrollaron las distintas rondas del programa RenovAr²¹, a través de las cuales se logró la instalación de 192 proyectos operativos que suman más de 5 GW de potencia (5.461 MW)²² a la matriz energética.

b) *DECRETO 929/2013 Y LEY 27007.* — A través del decreto 929/2013, dictado tras la celebración del acuerdo entre YPF S.A. y Chevron el 13 de julio de 2013, se creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.

Podrán solicitar su inclusión al régimen los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o

²¹ Cfr. resolución MinEM 71/2016 (B.O. 22/11/2016).

²² CAMMESA (s/f).

terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos que presenten un “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de U\$S 1.000.000.000 durante los primeros cinco años del proyecto²³.

El régimen de promoción prevé, a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de los proyectos, el derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20 % de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos proyectos, con una alícuota del 0 % de derechos de exportación²⁴.

Asimismo, los beneficiarios que comercializaren dichos hidrocarburos en el mercado externo tendrán la libre disponibilidad del 100 % de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos, en cuyo caso no estarán obligados a ingresar las que correspondan a la exportación del 20 % de hidrocarburos líquidos o gaseosos, siempre que la ejecución del proyecto aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos U\$S 1.000.000.000²⁵.

Por su parte, en el capítulo IV del mencionado decreto se regularon las concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos, a fin de promover 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 permeabilidad²⁶.

El reglamento de requisitos y condiciones para la presentación y posterior incorporación al régimen fue aprobado por la resolución 9/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

Por otra parte, a través de la ley 27007²⁷ se incorporó al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado mediante el decreto 929/2013, a los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a U\$S 250.000.000, a ser invertidos durante los primeros tres años del proyecto. Los beneficios se reconocerán a partir del tercer año contado desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos²⁸.

El porcentaje de hidrocarburos respecto del cual se aplicarán los beneficios previstos en los artículos 6° y 7° del decreto 929/2013 es el siguiente:

²³ Cfr. art. 3°, decreto 929/2013.

²⁴ Art. 6°, decreto 929/2013.

²⁵ Art. 7°, decreto 929/2013.

²⁶ Arts. 11 y ss., decreto 929/2013.

²⁷ Modificatoria del régimen de la ley de hidrocarburos (leyes 17319 y 25943).

²⁸ Art. 19, decreto 929/2013.

a) Explotación Convencional: 20 %; b) Explotación No Convencional: 20 %; c) Explotación costa afuera²⁹: 60 %.

Los bienes de capital e insumos que resulten imprescindibles para la ejecución de los Planes de Inversión de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, ya sean importados por tales empresas o por quienes acrediten ser prestadoras de servicios de ellas, tributarán los derechos de importación indicados en el decreto 929/2013 o normas que lo sustituyan³⁰.

Es importante destacar que, a la fecha, solamente fueron otorgados los beneficios del régimen a dos proyectos: a) proyecto del área Loma La Lata Norte/Loma Campana, “Área Loma Campana”, ubicada en la provincia del Neuquén, de la Compañía de Hidrocarburo no Convencional S.R.L. (YPF y Chevron)³¹, y b) proyecto del “Área La Amarga Chica”, ubicada en la provincia del Neuquén, de Petronas E&P Argentina S.A.³².

Por su parte, ha trascendido que la Secretaría de Energía se encuentra trabajando a fin de aprobar un proyecto presentado por la compañía Shell y, de esa forma, otorgar los beneficios del régimen³³.

Finalmente, el 23 de enero de 2023, la Secretaría de Energía dictó la resolución 26/2023, a través de la cual se aprobó el procedimiento de solicitud de beneficio de una alícuota del 0 % de derechos de exportación, en el marco del decreto 929/2013, procedimiento que no se encontró regulado durante casi diez años.

c) *PLAN GAS.AR.* — A través del decreto 892/2020, el Poder Ejecutivo Nacional creó el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino, mejor conocido como Plan Gas.Ar, cuyo objetivo es estimular la producción de gas natural para asegurar el abastecimiento del mercado interno³⁴.

En el marco de este plan, se realizan Concursos Públicos Nacionales, denominados Rondas, donde los productores realizan ofertas para cubrir los volúmenes requeridos por la demanda prioritaria del servicio completo de gas natural y CAMMESA, siendo seleccionadas aquellas ofertas más económicas. Como contrapartida, los productores participantes se comprometen a proveer dichos volúmenes y cumplir los requisitos de inyección y de contenido local³⁵.

²⁹ Quedarán comprendidos dentro del inciso c), aquellos proyectos de explotación costa afuera en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre la alta y la baja marea supere los 90 metros. Todo otro proyecto de explotación costa afuera que no reúna dichos requisitos, quedará enmarcado dentro de los incisos a) o b) según corresponda.

³⁰ Art. 22, decreto 929/2016.

³¹ Resolución SE 655/2022 (B.O. 20/9/2022).

³² Resolución SE 779/2022 (B.O. 28/11/2022).

³³ MAZA (2023).

³⁴ Art. 2°, decreto 892/2020.

³⁵ MINISTERIO DE ECONOMÍA (s/f).

Como consecuencia del éxito del programa, atento a que se logró revertir el declino de producción de gas natural y la saturación del sistema de transporte³⁶, mediante el decreto 730/2022 el Poder Ejecutivo Nacional dispuso la creación del “Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028” y facultó a la Secretaría de Energía a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para su instrumentación.

d) *LEY 26123*. — La ley 26123 regula el “Régimen para el Desarrollo de la Tecnología, Producción, el Uso y Aplicaciones del Hidrógeno como Combustible y Vector de Energía”.

A través de ella se buscó incentivar el desarrollo del hidrógeno para usos energéticos; sin embargo, nunca fue reglamentada por lo que fueron casi nulos los logros obtenidos en esta materia. Por su parte, el régimen fiscal promocional previsto en los arts. 17, 18 y 19 perdió vigencia³⁷ en 2021 y nunca fue renovado.

Entre los beneficios fiscales, se encontraban:

i) En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la ley 25924 y sus normas reglamentarias a la adquisición de bienes de capital y/o a la realización de obras.

ii) Los bienes afectados a las actividades no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, hasta el tercer ejercicio cerrado inclusive con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.

iii) El hidrógeno producido por los sujetos titulares de los proyectos registrados utilizado como combustible vehicular no estará alcanzado por el Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, ni por el Impuesto al Gas Oil, ni por la tasa de Infraestructura Hídrica establecida por el decreto 1381/2001.

Finalmente, la ley estableció la creación del Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO), que sería financiado por el Estado Nacional, así como por organismos e instituciones nacionales o internacionales públicas o privadas, entre otros. Sin embargo, el fondo nunca se constituyó.

§ 6. PROYECTOS LEGISLATIVOS

Actualmente existen tres proyectos de ley que buscan generar incentivos en el marco de la agenda de transición energética. Dos de ellos fueron

³⁶ DEZA (2023).

³⁷ Art. 21, ley 26123.

presentados el 29 de mayo pasado en la Cámara de Diputados de la Nación: *a)* el Régimen de Promoción del Gas Natural Licuado (GNL) –Expediente Diputados: 0007-PE-2023–, y *b)* el Régimen de Promoción del Hidrógeno de Bajas Emisiones de Carbono y Otros Gases de Efecto Invernadero –Expediente Diputados: 0005-PE-2023–. El tercer proyecto, que aún no fue presentado en el Congreso de la Nación, se trata del proyecto de Ley de Promoción de Producción de Vehículos Eléctricos e Híbridos³⁸ –también conocido como proyecto de electromovilidad–.

La normativa de promoción de la industria del GNL proyectada resultaría aplicable a los proyectos que contemplen un compromiso de inversión agregada de al menos U\$S 1.000.000.000 y una capacidad mínima de producción instalada de 1 millón de toneladas de GNL por año (MTPA). El compromiso de inversión mínima deberá ser alcanzado dentro del plazo máximo de seis años desde la aprobación del proyecto.

Se contempla que los proyectos podrán ser desarrollados en etapas sucesivas, siempre que la primera etapa contemple el compromiso mínimo de inversión referido en el párrafo precedente, en el plazo allí previsto. Cada etapa sucesiva deberá contemplar un compromiso de inversión agregada de al menos U\$S 1.000.000.000 o una capacidad mínima de producción instalada de 1 millón de toneladas de GNL por año (MTPA), que deben ser alcanzados en el plazo máximo de 10 años desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción (en tierra o flotante) comprometida en la etapa anterior.

Por su parte, el proyecto de ley de hidrógeno propicia la producción y el desarrollo de las cadenas de valor de tres tipos de hidrógeno de bajas emisiones: aquel que se produce a partir de gas natural con captura de emisiones (azul), aquel que se produce a partir de electrólisis de agua utilizando energías renovables (verde), y el que se produce utilizando energía nuclear (rosa); así como sus vectores asociados.

En este sentido, se encuentran alcanzadas por el régimen de promoción propuesto las plantas de producción de hidrógeno verde incluyendo equipos electrolizadores y sus parques de generación de energía eléctrica de fuente renovable vinculados; plantas de reformado de gas natural cuyo destino exclusivo sea la obtención de hidrógeno azul y el equipamiento destinado a la captura y almacenamiento de gases de efecto invernadero; o plantas de producción de hidrógeno rosa, incluyendo equipos electrolizadores y plantas de generación de energía de fuente nuclear.

Entre los aspectos más importantes previstos en los dos proyectos de ley que se encuentran en tratamiento en la Cámara de Diputados de la Nación, podemos destacar: estabilidad fiscal por 30 años; una alícuota de impuesto a las ganancias de 30 %, régimen de amortización acelerada, extensión del plazo para computar quebrantos y un régimen de devolución anticipada del IVA.

Por otro lado, se contempla el derecho de acceder hasta al 50 % de las divisas originadas por las exportaciones, derechos de exportación reducidos

³⁸ PRESIDENCIA DE LA NACIÓN –SECRETARÍA DE ASUNTOS ESTRATÉGICOS– (2023).

—entre 0 a 8 % en el caso del GNL y entre 0 a 4,5 % en el caso del hidrógeno—. También se prevé la exención de los derechos de importación y demás tributos cuando no exista producción nacional o, si existiese, no pueda satisfacer la totalidad de la demanda o no posea las características mínimas requeridas.

En el caso del proyecto de ley de GNL se incluyen aspectos regulatorios particulares, como un régimen de estabilidad regulatoria, la figura de ductos dedicados, garantías de transporte y suministro de gas y un régimen de autorizaciones de exportaciones en firme de GNL.

Por su parte, el proyecto de ley de hidrógeno de bajas emisiones contempla la creación de la Agencia Nacional del Hidrógeno con la responsabilidad primaria de asesorar en materia técnica y regulatoria a la autoridad de aplicación de la ley; y la creación de un Fondo de Afectación Específica destinado a financiar proyectos de fabricantes de equipamiento de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones, así como a proveedores de bienes y/o servicios de alto contenido tecnológico para el mismo sector.

El rápido tratamiento y aprobación de los referidos proyectos legislativos resulta de vital importancia para el desarrollo de una gran cantidad de proyectos de inversión y de infraestructuras que permitirán que nuestro país asuma un destacado rol en la agenda de transición energética.

Sin embargo, el actual escenario político, teñido de conflictos ideológicos y partidarios, dificulta en gran medida la ejecución de una adecuada planificación estratégica de mediano y largo plazo de nuestro país y el inicio de un camino de desarrollo sostenido.

§ 7. PRINCIPALES PROYECTOS EN DESARROLLO

A continuación, realizaremos un breve repaso de los principales proyectos de infraestructuras y proyectos de inversión relacionados a la industria energética.

a) *SISTEMA TRANSPORT.AR.* — Entre los principales proyectos, podemos destacar el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar”, creado mediante la resolución 67/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación.

En el marco del Programa, se aprobó un listado de obras por ejecutar³⁹, entre las que se encuentran:

i) Construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK) entre las ciudades de Tratayén, en la provincia del Neuquén, y Salliqueló, en la provincia de Buenos Aires —etapa I—, y desde esta última ciudad hasta San Jerónimo, en la provincia de Santa Fe —etapa II—.

ii) Construcción del gasoducto entre las ciudades de Mercedes y Cardales, en la provincia de Buenos Aires.

iii) Ampliación del Gasoducto NEUBA II: *loops* y plantas compresoras.

³⁹ Artículo 3° de la resolución SEN 67/2022.

- iv) Reversión del Gasoducto Norte, Etapas I y II.
- v) Expansión del Gasoducto Centro Oeste: distintos tramos entre las zonas Neuquén y Litoral en la Provincia de Santa Fe.
- vi) Ampliación de los tramos finales de gasoductos en el AMBA.
- vii) Ampliación de la capacidad de transporte del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) por aumento de compresión.
- viii) Conexión GNEA-San Jerónimo, desde la ciudad de Barrancas hasta el Desvío Arijón en la Provincia de Santa Fe.
- ix) Construcción de *loops* y compresión en Aldea Brasileña (Gasoducto Entrerriano).
- x) Ampliación de la capacidad de transporte del Gasoducto General San Martín.
- xi) Realización de la Etapa III “Mesopotamia” del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en las Provincias de Corrientes y Misiones.

La habilitación de la primera etapa del GPNK permitiría, según fuentes oficiales, un ahorro de entre U\$S 1.300 millones y U\$S 2.200 millones de importaciones en virtud de un incremento de 24 millones de metros cúbicos diarios en la capacidad de transporte de gas natural.

Por su parte, la segunda etapa del gasoducto permitiría alcanzar el autoabastecimiento de gas natural y potenciar la capacidad exportadora a los países vecinos. Una vez inaugurada esta etapa, los ahorros en la importación de hidrocarburos alcanzarían los U\$S 2.700 millones⁴⁰.

Finalmente, una vez completadas las demás obras previstas en el sistema Transport.Ar, nuestro país se encontraría en condiciones de exportar los excedentes de gas natural a Brasil, a fin de abastecer la demanda de las regiones de Santa Catalina, Paraná y Río Grande do Sul.

Es importante tener en cuenta que la producción boliviana de gas ha visto un importante declive en los últimos años como consecuencia de la disminución de inversiones en el sector y la poca oferta de los campos maduros. De acuerdo con las últimas estimaciones, si Bolivia no logra revertir la situación, en 2030 no podrá exportar gas natural a la Argentina y a Brasil⁴¹. Estas circunstancias deben ser aprovechadas por la Argentina para abastecer la demanda brasileña con gas argentino, existiendo incluso la posibilidad de utilizar los gasoductos bolivianos para transportar el gas argentino hasta Brasil.

b) *PROYECTOS DE GNL*. — A fin de aprovechar el potencial de las cuencas hidrocarburíferas y el aumento exponencial de la producción de gas natural, diferentes actores de nuestro país se encuentran decididos a desarrollar la industria del gas natural licuado (GNL), que permitiría exportar gas argentino al mundo.

⁴⁰ SIN AUTOR (2022b).

⁴¹ Ver BN AMÉRICAS (2023b) y TERZAGHI (2023).

1. *YPF y Petronas*. YPF S.A. y Petronas celebraron, el 1° de septiembre de 2022, un “Acuerdo de Estudio y Desarrollo Conjunto” para un proyecto integrado de GNL en la Argentina, que abarcará el *upstream* con la producción de gas no convencional, el desarrollo de gasoductos e infraestructura, la producción de GNL, así como la comercialización y la logística internacional⁴².

El gas producido en la cuenca neuquina será transportado por un gasoducto de 620 km hasta la terminal de procesamiento e industrialización ubicada en el puerto de Bahía Blanca.

En la fase 1 de la industrialización, se prevé la instalación de dos barcos licuefactores y en la segunda fase, la construcción de una planta de licuefacción escalable con una capacidad de producción final de 25 millones de toneladas al año, lo que equivale a 465 barcos metaneros.

La inversión estimada es de 10.000 millones de dólares de inversión, en la primera etapa, lo que permitirá producir hasta 5 millones de toneladas/año de GNL⁴³. La inversión total podría alcanzar los 40.000 millones de dólares y generar exportaciones por un equivalente a U\$S 20.000 millones por año⁴⁴, monto similar a las exportaciones anuales del complejo sojero⁴⁵.

Durante febrero de 2023, YPF y Petronas celebraron un convenio de reserva y disponibilidad de tierras con el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca, con una duración inicial de seis meses, durante el cual las empresas realizarán estudios técnicos, económicos, marítimos, de suelo y ambientales, que permitan determinar la forma de viabilizar el proyecto, haciéndolo competitivo a nivel internacional. Al final de ese período, las empresas presentarán una Iniciativa Privada que tendrá por objeto obtener la declaración de interés portuario del proyecto y el otorgamiento de un contrato de concesión a largo plazo⁴⁶.

2. *TGS y Excelerate*. La empresa estadounidense Excelerate Energy, junto a la empresa local Transportadora Gas del Sur (TGS), está desarrollando un proyecto para la construcción de una planta de licuefacción de gas natural en la zona de Bahía Blanca.

El proyecto original contempla la construcción de una planta modular con una capacidad para 4 millones de metros cúbicos por día; sin embargo, se estaría evaluando ampliar la capacidad a un valor estimado entre 6 y 8 millones de metros cúbicos por día⁴⁷. Su construcción demoraría unos 30 meses desde la toma de decisión⁴⁸.

⁴² YPF (2022).

⁴³ YPF (2023).

⁴⁴ ORTIZ (2022).

⁴⁵ RUBLES, TREBOUX y CALZADA (2023).

⁴⁶ SIN AUTOR (2023a).

⁴⁷ BELLATO (2023).

⁴⁸ TEJERO (2022).

3. *Tecpetrol*. Tecpetrol actualmente es la principal productora de *shale gas* de Vaca Muerta, donde opera Fortín de Piedra, la mayor área de gas no convencional de la Cuenca Neuquina, y planea duplicar la producción para adquirir un perfil exportador⁴⁹.

Recientemente, la gobernadora de Río Negro, Arabela Carreras, informó sobre la posible instalación de una planta de GNL en esa provincia y la construcción de un gasoducto desde Fortín de Piedra hasta la costa rionegrina, en el Golfo San Matías. La planta podría ser instalada en la zona del puerto de San Antonio Este, donde funciona un puerto exportador de gran calado⁵⁰.

Es importante resaltar que, a fines de septiembre de 2022, la legislatura de Río Negro aprobó, a través de la ley 5594, una modificación a la ley de hidrocarburos que permite el transporte de petróleo y gas en el Golfo de San Matías. Recientemente, el STJ de la Provincia confirmó la constitucionalidad de dicha normativa⁵¹.

4. *Proyecto Duplicar de Oldelval*. En virtud de la necesidad de aumentar la infraestructura de transporte para evacuar los recursos hidrocarburíferos de la Cuenca Neuquina, en especial de Vaca Muerta, Oleoductos del Valle (Oldelval) –principal operador en el segmento *midstream*– se encuentra ejecutando el Proyecto Duplicar.

El proyecto tiene como objetivo aumentar de forma permanente la capacidad de transporte desde 36.000 m³/día a 86.000 m³/día –en el primer trimestre de 2025–, a través de un tendido de 455 km de ducto de 24 pulgadas en diferentes tramos del oleoducto entre la Estación de Bombeo Allen y la Estación de Bombeo Salitral, próxima a Bahía Blanca.

La inversión estimada superaría los U\$S 1.000 millones y permitiría incrementar la exportación de petróleo entre 230.000 y 320.000 barriles por día desde Puerto Rosales, equivalentes a unos U\$S 8.000 millones por año en la segunda estimación⁵².

5. *Oiltanking*. Una de las principales compañías operadoras de terminales de exportación, Oiltanking Ebytem, está llevando a cabo un proyecto de expansión de su planta con el objetivo de exportar el crudo de Vaca Muerta hacia el Atlántico.

Conforme lo informado por la empresa, el plan demandará una inversión cercana a los U\$S 500 millones, se ejecutará en cuatro fases y elevará la capacidad de almacenaje de la terminal hasta los 300.000 m³.

Se prevé la construcción de un nuevo muelle con dos sitios de carga con el fin de recibir buques de tipo Panamax y Aframax y también los Suezmax

⁴⁹ BELLATO (2023).

⁵⁰ SIN AUTOR (2022c).

⁵¹ MORANDO (2023).

⁵² OLEODUCTOS DEL VALLE (2023).

en las zonas más profundas, lo que la transformaría en la inversión más grande del sistema en los últimos 30 años⁵³.

6. *Puerto petrolero en Punta Colorada*. Recientemente, YPF S.A. anunció la construcción de un puerto en Punta Colorada, Río Negro, que contará con dos monoboyas para buques de gran porte, así como un sistema de tanques de almacenamiento con capacidad para acopiar 7 millones de barriles de petróleo.

Conforme a las proyecciones, para 2025 o 2026 –fecha estimada de puesta en funcionamiento– se podrían realizar exportaciones semanales de aproximadamente 2,4 millones de barriles o 390.000 m³ de petróleo, lo que lo transformaría en uno de los puertos de hidrocarburos más grandes de Sudamérica⁵⁴.

A fin de abastecer al puerto, la empresa construirá el oleoducto “Vaca Muerta Sur”, que partirá desde el yacimiento Loma Campana, en el corazón de Vaca Muerta, se extenderá aproximadamente 700 km hasta el futuro puerto y contará con una capacidad de transporte de hasta 750.000 barriles diarios⁵⁵.

El proyecto tendría un costo total cercano a 2.500 millones de dólares y permitiría un potencial exportador de crudo por cerca de 20.000 millones de dólares al año hacia el final de la década.

7. *Palermo Aike*. Hoy en día todos conocemos el potencial de Vaca Muerta para la obtención de gas (308 billones de pies cúbicos) e importantes recursos de petróleo que alcanzan los 16,2 miles de millones de barriles, según el último informe del EIA 2013, lo que significa multiplicar por diez las reservas probadas de la Argentina⁵⁶.

Durante el último año hemos comenzado a conocer el potencial de Palermo Aike, la hermana menor de Vaca Muerta, ubicada en la Cuenca Austral, al sur de la Provincia de Santa Cruz.

Las últimas estimaciones indican que la formación podría contar con reservas por 130 billones de pies cúbicos de gas natural y 6,6 billones de barriles de crudo, lo que permite apreciar su magnitud frente a Vaca Muerta, representando un potencial cercano a un tercio de ésta⁵⁷.

A diferencia de la formación ubicada en la Cuenca Neuquina, en donde se requieren grandes inversiones en infraestructura para desarrollar el potencial hidrocarburífero, en el caso de Palermo Aike la capacidad ociosa del gasoducto San Martín permitiría aprovechar la infraestructura existente para explotar los recursos del yacimiento.

⁵³ TEJERO (2023).

⁵⁴ DANIL JUÁREZ (2023).

⁵⁵ NAVAZO (2023).

⁵⁶ YPF (s/f a) y PWC (s/f).

⁵⁷ ORTIZ (2023).

Podemos destacar como hito el acuerdo celebrado en mayo de 2023 entre YPF S.A. y Compañía General de Combustibles a fin de comenzar con la perforación de pozos exploratorios, planificada para la segunda mitad de este año⁵⁸.

8. *Proyecto Fénix*. A fines de 2022, el consorcio conformado por Total Energies, Wintershall DEA y Pan American Energy (PAE) confirmó una inversión de 700 millones de dólares para el desarrollo del proyecto Fénix, ubicado a 60 km de las costas de Río Grande, Tierra del Fuego⁵⁹.

Se estima que el proyecto se encuentre operativo a principios de 2025 y que alcance una producción máxima de 10 millones de metros cúbicos de gas al día, lo que representaría cerca del 8 % de la producción actual de gas de la Argentina.

Durante la primera fase de desarrollo se perforarán tres pozos desde una plataforma de cabeza de pozo no tripulada, instalada a 60 km de la costa y a 70 m de profundidad. La producción se evacuará a través de una línea multifásica submarina de 24 pulgadas hasta la plataforma Vega Pléyade, existente a 35 km de distancia⁶⁰.

Finalmente, el gas será procesado y acondicionado en la planta de Río Cullen, y luego ingresará al Gasoducto San Martín para ser transportado al territorio continental nacional.

9. *Polo petroquímico de Tierra del Fuego*. La empresa Mirgor se encuentra trabajando en un proyecto de construcción de un puerto multipropósito y polo petroquímico en la ciudad de Río Grande, Tierra del Fuego⁶¹.

A través de la iniciativa, se busca aprovechar las reservas *off shore* de gas natural mediante una inversión que podría alcanzar los U\$S 2.000 millones para la construcción de una planta de urea granulada para abastecer el mercado local y regional, metanol, gas natural licuado, gas licuado de petróleo, electricidad a través de una central térmica, y un puerto multifunción que dé salida a otras producciones de la isla⁶².

10. *Desarrollo offshore*. A través de la resolución 276/2019 de la Secretaría de Energía, el Poder Ejecutivo Nacional adjudicó 18 áreas petroleras *offshore* para la exploración de hidrocarburos en el Mar Argentino.

Los proyectos se desarrollarán en:

a) Cuenca Malvinas Oeste (ubicada entre Tierra del Fuego y las Islas Malvinas), con aguas de 100 a 600 metros de profundidad.

⁵⁸ SIN AUTOR (2023b).

⁵⁹ SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN (2022).

⁶⁰ TOTAL ENERGIES (s/f).

⁶¹ MIRGOR (2023).

⁶² ORTIZ (2021).

b) Cuenca Argentina Norte, frente a las costas de las provincias de Buenos Aires y Río Negro y con una profundidad desde 200 a 1300 m y de 1200 a 4000 m en aguas ultraprofundas.

c) Cuenca Austral (profundidad de 100 m), frente a las provincias de Tierra del Fuego y Santa Cruz.

El consorcio integrado por YPF, Equinor y Shell trabaja para realizar a fines de este año las tareas de exploración en el bloque CAN 102 (Cuenca Argentina Norte) a 300 km de la ciudad de Mar del Plata.

En caso de resultar exitosa la perforación del pozo Argerich, en el bloque CAN_100, se podría alcanzar un volumen de producción de 200.000 barriles diarios con un *plateau* o meseta de producción relativamente constante de entre 4 y 6 años. Este es un valor cercano a la producción total actual de YPF (convencional + no convencional).

La vida útil del proyecto integral, en la fase de producción, se estima en 15 años (2030-2045), en los que se producirá un total de 610 millones de barriles, aproximadamente.

En caso de ser exitoso, el potencial total de la Cuenca Argentina Norte podría ser cuatro veces el potencial del CAN-100⁶³.

Las predicciones, en los escenarios más optimistas, indican que el impacto del desarrollo de la producción de hidrocarburos *offshore* podría llegar a ser de 3,5% en el PBI durante tres décadas. Asimismo, la Argentina podría alcanzar en diez años la producción actual *offshore* de Brasil, lo que implicaría ingresos por U\$S 70.000 millones por año, duplicando el total de exportaciones que el país tiene en la actualidad⁶⁴.

Próximamente comenzarán las exploraciones sísmicas programada por Nopec Geophysical para la Cuenca Malvinas Oeste (bloques MLO 123 y 124), y por Shell para la Cuenca Argentina Norte (bloques CAN 107 y 109)⁶⁵.

Los recientes descubrimientos de megayacimientos en Namibia entusiasman a los expertos respecto de la posibilidad de encontrar yacimientos similares en las costas bonaerenses en virtud de la similitud geomórfica que se remonta a la época de Pangea, cuando ambas costas estaban unidas hace más de 250 millones de años⁶⁶.

11. *Proyecto de hidrógeno verde impulsado por Fortescue*. En el marco de la cumbre mundial COP26, realizada en noviembre de 2021, la empresa australiana Fortescue anunció una inversión de U\$S 8.400 millones destinada a producir hidrógeno verde a través de un proyecto que se desarrollará en la provincia de Río Negro.

Una vez completado, Río Negro se convertiría en un polo mundial exportador de hidrógeno verde en 2030, con una capacidad de producción de

⁶³ YPF (s/f b).

⁶⁴ BELLATO (2022).

⁶⁵ SIN AUTOR (2023c).

⁶⁶ HEREDIA (2023).

2,2 millones de toneladas anuales, lo que cubriría una producción energética equivalente a, por ejemplo, casi un 10 % de la energía eléctrica consumida por Alemania en un año⁶⁷.

El proyecto contempla cinco etapas con un desarrollo de aproximadamente dos años cada una, encontrándose en avanzado estado de ejecución los estudios preliminares y de impacto ambiental.

Sin embargo, la empresa se encuentra a la espera de la aprobación del proyecto de ley que promueve la producción de hidrógeno de bajas emisiones a fin de poder acceder al régimen promocional y asegurar el acceso a financiamiento a costos competitivos y obras de infraestructura⁶⁸.

§ 8. CONCLUSIONES

Como la gran mayoría sabemos, la Argentina tiene un potencial natural sin igual, abundancia de reservas de petróleo y gas; vientos y radiación solar para producir energía limpia e hidrógeno verde.

Asimismo, nuestro país cuenta con condiciones naturales para la construcción de puertos de ultramar que permitan exportar energía a todo el mundo. Algunos de ellos ya se encuentran en funcionamiento, como el puerto de Bahía Blanca.

Sobre la base de las distintas estimaciones, durante la presente década, la Argentina podría ver resuelto su constante problema de falta de divisas y generar exportaciones por decenas de miles de millones de dólares a lo largo de, por lo menos, treinta años.

Sin embargo, la inestabilidad macroeconómica y política es una importante barrera para lograr las inversiones necesarias y el desarrollo de proyectos de gran envergadura. En virtud de ello, resulta primordial establecer regulaciones que brinden estabilidad y seguridad para el desarrollo de los proyectos.

Por otra parte, nuestro país no puede seguir dependiendo de las decisiones coyunturales de los políticos de turno. Es necesario desarrollar una planificación estratégica de largo plazo, convirtiéndose en una política de estado que permita la ejecución de los proyectos de inversión sin que resulten afectados por los cambios de gobierno ni los vaivenes ideológicos que se repiten cada dos años.

Disponemos de una corta ventana de tiempo; es momento de aprovechar las bondades naturales de nuestro país, alcanzar consensos políticos y generar las condiciones jurídicas y económicas que permitan que la Argentina se convierta en un actor energético mundial durante los próximos treinta años.

⁶⁷ MINISTERIO DE ECONOMÍA DE LA NACIÓN (2021).

⁶⁸ SIN AUTOR (2023d).

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- BELLATO, Roberto (2022): “¿Un nuevo Vaca Muerta?: la exploración ‘offshore’ podría cambiar para siempre el mapa económico argentino”, en *El Cronista*, disponible en: <https://www.cronista.com/economia-politica/un-nuevo-vaca-muerta-la-exploracion-offshore-podria-cambiar-para-siempre-el-mapa-economico-argentino/> (último acceso: 30/9/2023).
- BELLATO, Roberto (2023): “GNL: el histórico talón de Aquiles argentino y una oportunidad de traer los dólares que faltan”, en *El Cronista*, disponible en: <https://www.cronista.com/apertura/empresas/gnl-el-historico-talon-de-aquiles-argentino-y-una-oportunidad-de-traer-los-dolares-que-faltan/> (último acceso: 30/9/2023).
- BERTRAND, Natasha; MARQUARDT, Alex y BRITZKY, Haley (2023): “EE.UU. recibió información de un aliado europeo de que militares ucranianos planeaban atacar los gasoductos Nord Stream, según las autoridades”, en *CNN Español*, disponible en: <https://cnnespanol.cnn.com/2023/06/07/ee-uu-informacion-militares-ucranianos-planeaban-atacar-nord-stream-trax/> (último acceso: 1/10/2023).
- BN AMÉRICAS (2023a): “Los proyectos de ley sobre GNL e hidrógeno de Argentina a fondo”, en *BN Américas*, disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/entrevistas/los-proyectos-de-ley-sobre-gnl-e-hidrogeno-de-argentina-a-fondo> (último acceso: 30/9/2023).
- BN AMÉRICAS (2023b): “Producción boliviana de gas caerá más rápido de lo esperado, exportaciones a Brasil y Argentina cesarán en 2023”, en *BN Américas*, disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/produccion-boliviana-de-gas-caera-mas-rapido-de-lo-esperado-exportaciones-a-brasil-y-argentina-cesaran-en-2030> (último acceso: 30/9/2023).
- CÁMARA ARGENTINA DE ENERGÍAS RENOVABLES (2023): “Oportunidades de desarrollo del Hidrógeno Verde en Argentina y su contribución a la aceleración de la transición energética”, disponible en: <https://www.cader.org.ar/oportunidades-de-desarrollo-del-hidrogeno-verde-en-argentina-y-su-contribucion-a-la-aceleracion-de-la-transicion-energetica/> (último acceso: 30/9/2023).
- CAMMESA (s/f): “Potencia instalada. Generación renovable alcanzada por el Régimen de Fomento contemplado en la Ley N° 26.190 sus modificatorias y/o complementarias”, disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/potencia-instalada/> (último acceso: 30/9/2023).
- COMISIÓN EUROPEA (2022): “REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy” disponible en https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_22_1513 (último acceso: 30/9/2023).
- DANIL JUÁREZ, Miquela (2023): “Puerto petrolero de YPF: «La comunidad de Sierra Grande va a apoyar el proyecto»”, en *Diario Río Negro*, disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/energia/puerto-petrolero-de-ypf-la-comunidad-de-sierra-grande-va-a-apoyar-el-proyecto-2939641/> (último acceso: 30/9/2023).
- DEZA, Nicolás (2023): “Carbajales: «Los resultados del Plan Gas han sido más que auspiciosos»”, en *Econo Journal*, disponible en: <https://econojournal.com.ar/2023/05/carbajales-los-resultados-del-plan-gas-han-sido-mas-que-auspiciosos/> (último acceso: 30/9/2023).
- EINTOSS, Alejandro; GONZÁLEZ CHMIELEWSKI, Demián y ROJO, Julián (2021): “Gobernanza e institucionalidad del financiamiento de infraestructura en Argentina: obras públicas, préstamos bilaterales y participación público-privada”, disponible en <https://www.cippe.org/publicacion/gobernanza-e-institucionalidad-del-financiamiento-de-infraestructura-en-argentina/> (último acceso: 30/9/2023).

LAGO RODRÍGUEZ, José F. ❖ “Oportunidades del gas natural argentino en el marco de . . .”

- ESPINA, Mariano (2022): “Hidrógeno verde avanza en Argentina, pero inversores piden ley y garantías regulatorias”, en *Bloomberg*, disponible en: <https://www.bloomberglinea.com/2022/11/24/hidrogeno-verde-avanza-en-argentina-pero-inversores-piden-ley-y-garantias-regulatorias/> (último acceso: 30/9/2023).
- FILAS, Cecilia (2023): “Ursula von der Leyen: Europa quiere lanzar una nueva asociación con Argentina”, en *El Cronista*, disponible en: <https://www.cronista.com/internacionales/ursula-von-der-leyen-europa-quiere-lanzar-una-nueva-asociacion-con-argentina/> (último acceso: 30/9/2023).
- FUNDACIÓN YPF –EDUC.AR SOCIEDAD DEL ESTADO– (s/f): “Mapa de cuencas sedimentarias”, disponible en: https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-cuencas-sedimentarias/ (último acceso: 30/9/2023).
- GARRETT, Caroline (2022): “Países más contaminantes del mundo: ranking 2022”, en *Climate Consulting*, disponible en: <https://climate.selectra.com/es/huella-carbono/paises-contaminantes> (último acceso: 30/9/2023).
- GIL, Salvador; PRIETO, Roberto y CODESEIRA, Luciano (2022): “El gas natural, una herramienta útil para una transición justa y sostenible”, en *Petrotecnia* (IAPG), N° 1: pp. 14-23.
- GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE NEUQUÉN (2023): “Neuquén será protagonista en acuerdo energético entre Argentina y la Unión Europea”, disponible en: <https://www.neuqueninforma.gob.ar/neuquen-sera-protagonista-en-acuerdo-energetico-entre-argentina-y-la-union-europea/> (último acceso: 30/9/2023).
- GRANT, Don; ZELINKA, David y MITOVA, Stefania (2021): “Reducing CO₂ emissions by targeting the world’s hyper-polluting power plants”, en *Environmental Research Letters*, Volume 16, N. 9, p. 094022, disponible en: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac13f1?pageTitle=IOPscience> (último acceso: 30/9/2023).
- HEREDIA, Fernando (2023): “Un nuevo descubrimiento offshore en Namibia confirma el potencial de Argentina”, en *Energía Online*, disponible en: <https://energiaonline.com.ar/un-nuevo-descubrimiento-offshore-en-namibia-confirma-el-potencial-de-argentina/> (último acceso: 30/9/2023).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (s/f): “Natural gas”, disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/natural-gas> (último acceso: 30/9/2023).
- MAZA, Agustín (2023): “Economía lanza un guiño a las petroleras para potenciar Vaca Muerta”, en *BAE Negocios*, disponible en: <https://www.baenegocios.com/economia/Economia-lanza-un-guino-a-las-petroleras-para-potenciarVacaMuerta-20230214-0027.html> (último acceso: 30/9/2023).
- MINISTERIO DE ECONOMÍA (s/f): “PlanGas.ar”, disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/plan-gasar> (último acceso: 30/9/2023).
- MINISTERIO DE ECONOMÍA DE LA NACIÓN (2021): “Fortescue invertirá USD 8.400 millones en el país para la producción de hidrógeno verde”, disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/fortescue-invertira-usd8400-millones-en-el-pais-para-la-produccion-de-hidrogeno-verde> (último acceso: 30/9/2023).
- MIRGOR (2023): “40 +”, disponible en: <https://mirgor.com/wp-content/uploads/2023/06/MIRGOR-REVISTA-FINAL.pdf>, p. 15. (último acceso: 30/9/2023).
- MORANDO, Carlos (2023): “El STJ de Río Negro rechazó un planteo contra la ley que permite la actividad petrolera en el Golfo San Matías”, en *Diario Río Negro*, disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/politica/ley-de-hidrocarburos-en-rio-negro-el-stj-rechazo-planteo-por-falta-de-legitimacion-activa-de-los-demandantes-2902471/> (último acceso: 30/9/2023).
- NACIONES UNIDAS (s/f): “El Acuerdo de París”, disponible en: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris> (último acceso: 30/9/2023).

LAGO RODRÍGUEZ, José F. ❖ “Oportunidades del gas natural argentino en el marco de . . .”

- NACIONES UNIDAS (2022): “Llegar a las emisiones netas cero: el mundo se compromete a tomar medidas”, disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition> (último acceso: 30/9/2023).
- NAVAZO, Cristian (2023): “El detalle del avance de YPF en la megaobra del Oleoducto Vaca Muerta Sur”, en *Más Energía*, disponible en: <https://mase.lmneuquen.com/ypf/el-detalle-del-avance-ypf-la-megaobra-del-oleoducto-vaca-muerta-sur-n1025284> (último acceso: 30/9/2023).
- OLEODUCTOS DEL VALLE (OLDELVAL) (s/f): “Proyecto Duplicar”, disponible en: <https://www.oldelval.com/proyecto-duplicar/> (último acceso: 30/9/2023).
- ORTIZ, Ignacio (2021): “Proyectan un polo petroquímico que demandará una inversión inicial de US\$ 2.000 millones”, en *Télam*, disponible en: <https://www.telam.com.ar/notas/202112/577576-petroquimica-tierra-del-fuego-rio-grande.html> (último acceso: 30/9/2023).
- ORTIZ, Ignacio (2022): “YPF y Petronas buscarán nuevos socios para la construcción de una planta de GNL”, en *Télam*, disponible en: <https://www.telam.com.ar/notas/202212/613125-ypf-petronas-gnl.html> (último acceso: 30/9/2023).
- ORTIZ, Ignacio (2023): “Palermo Aike, el yacimiento santacruceño que asoma como el nuevo Vaca Muerta”, en *Télam*, disponible en: <https://www.telam.com.ar/notas/202303/623066-palermo-aike-santa-cruz-gas-petroleo.html> (último acceso: 30/9/2023).
- PRESIDENCIA DE LA NACIÓN –SECRETARÍA DE ASUNTOS ESTRATÉGICOS– (2023): “El gobierno presentó el proyecto de Ley de Promoción de Producción Nacional de Vehículos Eléctricos e Híbridos”, disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-presento-el-proyecto-de-ley-de-promocion-de-produccion-nacional-de-vehiculos> (último acceso: 1/10/2023).
- PWC (s/f): “Vaca Muerta: el futuro energético de Argentina”, disponible en: <https://www.pwc.com.ar/es/prensa/vaca-muerta-futuro-energia-argentina.html> (último acceso: 30/9/2023).
- RUBLES, Francisco; TREBOUX, Javier y CALZADA, Julio (2023): “Con la menor producción en 23 años, el complejo soja aportaría US\$ 7.300 millones menos que en 2022”, en *Bolsa de Comercio de Rosario*, Informativo Semanal Año XL - N° Edición 2094 - Especial Soja 2022/23 - 31 de Marzo de 2023, disponible en: <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/con-la-menor#:~:text=En%20el%20C3%BAltimo%20a%20C3%B1o%20el,valor%20exportado%20para%20el%20mismo> (último acceso: 30/9/2023).
- SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN (2022): “Confirmaron una inversión de 700 millones de dólares para el desarrollo del proyecto Fenix”, disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/confirmaron-una-inversion-de-700-millones-de-dolares-para-el-desarrollo-del-proyecto-fenix> (último acceso: 1/10/2023).
- SIN AUTOR (2022a): “Los cinco países más contaminantes acaparan casi dos tercios de las emisiones mundiales”, disponible en: <https://forbes.co/2022/10/25/actualidad/los-cinco-paises-mas-contaminantes-acaparan-casi-dos-tercios-de-las-emisiones-mundiales> (último acceso: 30/9/2023).
- SIN AUTOR (2022b): “Cuáles son los principales beneficios del gasoducto Néstor Kirchner”, disponible en: <https://www.telam.com.ar/notas/202208/601290-principales-beneficios-gasoducto-nestor-kirchner.html> (último acceso: 30/9/2023).
- SIN AUTOR (2022c): “Carreras dijo que Tecpetrol piensa en un gasoducto y una planta de GNL en Río Negro”, disponible en: <https://www.argenports.com.ar/nota/>

LAGO RODRÍGUEZ, José F. ❖ “Oportunidades del gas natural argentino en el marco de . . .”

- carreras-dijo-que-tecpetrol-piensa-en-un-gasoducto-y-una-planta-de-gnl-en-rio-negro (último acceso: 30/9/2023).
- SIN AUTOR (2023a): “YPF y el Puerto de Bahía Blanca firmaron un convenio de reserva y disponibilidad de tierras para megaproyecto de GNL”, disponible en: <https://puertobahia blanca.com/novedades/ypf-y-el-puerto-de-bahia-blanca-firmaron-un-convenio-de-reserva-y-disponibilidad-de-tierras-para-megaproyecto-de-gnl.html> (último acceso: 30/9/2023).
- SIN AUTOR (2023b): “Acuerdo para perforar Palermo Aike, la segunda formación no convencional del país”, disponible en: <https://www.telam.com.ar/notas/202305/629097-perforacion-palermo-aike-santa-cruz-hidrocarburos-ypf.html> (último acceso: 30/9/2023).
- SIN AUTOR (2023c): “Exploración offshore: dos nuevos proyectos en etapa de consulta temprana”, disponible en: <https://revistapuerto.com.ar/2023/06/exploracion-offshore-dos-nuevos-proyectos-en-etapa-de-consulta-temprana/> (último acceso: 30/9/2023).
- SIN AUTOR (2023d): “El proyecto del puerto Petrolero de Punta Colorada recibe el respaldo de la comunidad de Sierra Grande”, disponible en: <https://www.globalports.com.ar/el-proyecto-del-puerto-petrolero-de-punta-colorada-recibe-el-respaldo-de-la-comunidad-de-sierra-grande/> (último acceso: 30/9/2023).
- TEJERO, Loana (2022): “Excelerate Energy y TGS evalúan construir una planta de licuefacción de gas más grande que la prevista originalmente”, en *Econo Journal*, disponible en: <https://econojournal.com.ar/2022/12/excelerate-energy-y-tgs-evaluan-construir-una-planta-de-licuefaccion-de-gas-mas-grande-que-la-prevista-originalmente/> (último acceso: 1/10/2023).
- TEJERO, Loana (2023): “Oiltanking Ebytem construirá una tercera posición operativa en su muelle de exportación de petróleo en la terminal de Puerto Rosales”, en *Econo Journal*, disponible en: <https://econojournal.com.ar/2023/05/oiltanking-ebytem-construira-una-tercera-posicion-operativa-en-su-muelle-de-exportacion-de-petroleo/> (último acceso: 1/10/2023).
- TERZAGHI, Victoria (2023): “Bolivia se desinfla y complica al sistema energético del norte argentino”, en *Diario Río Negro*, disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/energia/bolivia-se-desinfla-y-complica-al-sistema-energetico-del-norte-argentino-2683840/> (último acceso: 1/10/2023).
- TOTAL ENERGIES (s/f): “Fénix: nuestro próximo desarrollo costa afuera”, disponible en: <https://totalenergies.com.ar/es/proyecto-fenix> (último acceso: 1/10/2023).
- URIEN, Paula (2023): “Europa quiere el acuerdo con el Mercosur antes de fin de año y se interesa por el litio argentino y las energías limpias”, en *La Nación*, disponible en: <https://offshore.ypf.com/preguntas-frecuentes.html> (último acceso: 1/10/2023).
- VIDAL LIY, Macarena (2023): “EE UU supo de planes ucranios para volar los gasoductos Nord Stream, según ‘The Washington Post’”, en *El País* (Madrid), disponible en: <https://elpais.com/internacional/2023-06-06/ee-uu-supo-de-planes-ucranios-para-volar-los-gasoductos-nord-stream-segun-the-washington-post.html> (último acceso: 1/10/2023).
- YPF (2022): “Acuerdo con Petronas”, disponible en: <https://www.ypf.com/YPFHoy/YPF-SalaPrensa/Paginas/Noticias/Acuerdo-Petronas.aspx> (último acceso: 1/10/2023).
- YPF (2023): “YPF y Petronas analizaron los próximos pasos del proyecto de GNL”, disponible en: <https://edicion.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Lists/ComunicadosDePrensa/Reunion-con-Petronas.pdf> (último acceso: 1/10/2023).
- YPF (s/f a): “Producción en yacimientos de Vaca Muerta”, disponible en: <https://desafiovacamuerta.ypf.com/vaca-muerta.html#:~:text=Vaca%20Muerta%20tiene%20>

LAGO RODRÍGUEZ, José F. ❖ “Oportunidades del gas natural argentino en el marco de . . .”

un%20enorme,actuales%20reservas%20de%20la%20Argentina (último acceso: 1/10/2023).

YPF (s/f b): “Preguntas frecuentes. ¿Cómo podemos ayudarte?”, disponible en <https://www.ypf.com/Proveedores/Paginas/preguntasfrecuentes.aspx> (último acceso: 1/10/2023).

NORMAS CITADAS

- Ley 26123 (B.O. 25/8/2006). Promoción del Hidrógeno.
- Ley 26190 (B.O. 2/1/2007). Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- Ley 27007 (B.O. 31/10/2014). Modificaciones al Régimen de la Ley de Hidrocarburos. Modificación de las leyes 17319 y 25943.
- Ley 27191 (B.O. 21/10/2015). Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- Decreto 140/2007 (B.O. 24/12/2007). Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía.
- Decreto 929/2013 (B.O. 15/7/2013). Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos – Creación.
- Decreto 892/2020 (B.O. 19/11/2020). Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino.
- Decreto 730/2022 (B.O. 4/11/2022). Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024.
- Resolución CPCEPNIH 9/2013 (B.O. 16/07/2013). Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos. Apruébase su reglamento.
- Resolución MinEM 71/2016 (B.O. 22/11/2016). Plazo de presentación de planes anuales de inversión.
- Resolución MAyDS 383/2021 (B.O. 17/11/2021). Etiqueta de Eficiencia Energética Vehicular.
- Resolución SEN 67/2022 (B.O. 9/2/2022). Gasoducto Presidente Néstor Kirchner.
- Resolución SE 655/2022 (B.O. 20/9/2022). Otórgase a la firma Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. los beneficios del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, establecidos en los artículos 6° y 7° del decreto 929/2013.
- Resolución SE 779/2022 (B.O. 28/11/2022). Otórgase a la firma Petronas E&P Argentina S.A. los beneficios del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, establecidos en los artículos 6° y 7° del decreto 929/2013.
- Resolución SEN 26/2023 (B.O. 27/1/2023). Procedimiento de solicitud de beneficio de una alícuota del 0 % de derechos de exportación.
- Resolución SE 517/2023 (B.O. 7/7/2023). Plan Nacional de Transición Energética a 2030.