

LUIS FERNEY MORENO CASTILLO

ÍÑIGO DEL GUAYO CASTIELLA

(DIRECTORES)

ANA PAOLA GUTIÉRREZ RICO

LYNDON WINSTON JAY HUFFINGTON

(COORDINADORES)

LOS MERCADOS DE GAS Y SU REGULACIÓN EN IBEROAMÉRICA

UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA

Los mercados de gas y su regulación en Iberoamérica / Luis Ferney Moreno Castillo, Íñigo del Guayo Castiella (directores) ; Ana Paola Gutiérrez Rico, Lyndon Winston Jay Huffington (coordinadores) ; Pablo E. Perrino [y otros]. -- Bogotá : Universidad Externado de Colombia. 2021.

515 páginas : ilustraciones, gráficos ; 24 cm.

Incluye referencias bibliográficas al final de cada capítulo.

ISBN: 9789587906745

1. Industria del gas -- Aspectos jurídicos -- América Latina 2. Regulación económica -- América Latina 3. Gas natural domiciliario -- América Latina 4. Política energética -- América Latina I. Guayo Castiella, Íñigo del, 1964- , director II. Moreno Castillo, Luis Ferney, director III. Universidad Externado de Colombia IV. Título

348.3 SCDD 15

Catalogación en la fuente -- Universidad Externado de Colombia. Biblioteca EAP.

septiembre de 2021

ISBN 978-958-790-674-5

© 2021, LUIS FERNEY MORENO CASTILLO, ÍÑIGO DEL GUAYO CASTIELLA (DIRS.)

© 2021, UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA

Calle 12 n.º 1-17 este, Bogotá

Teléfono (601) 342 0288

publicaciones@uexternado.edu.co

www.uexternado.edu.co

Primera edición: septiembre de 2021

Corrección de estilo: Pablo Emilio Daza Velásquez

Diseño de cubierta: Departamento de Publicaciones

Composición: Marco Robayo

Impresión y encuadernación: Xpress Estudio Gráfico y Digital S.A.S. - Xpress Kimpres

Tiraje: de 1 a 1.000 ejemplares

Impreso en Colombia

Printed in Colombia

Prohibida la reproducción o cita impresa o electrónica total o parcial de esta obra, sin autorización expresa y por escrito del Departamento de Publicaciones de la Universidad Externado de Colombia. Las opiniones expresadas en esta obra son responsabilidad de los autores.

PARTE I
LA REGULACIÓN DE LOS MERCADOS
DE GAS EN AMÉRICA LATINA

PABLO E. PERRINO*
IGNACIO M. DE LA RIVA**

El mercado del gas y su regulación en la Argentina

SUMARIO

I. Estructura de la matriz y la política energética del país. A. Estructura de la industria del gas. i Investigación y explotación (*offshore* y *onshore*). B. Consumo de gas: gas natural, gas natural licuado (GNL), gas natural vehicular (GNV), gas licuado de petróleo (GLP) y otros gases. C. Empresas que operan en la cadena gasista. II. Marco normativo. A. Régimen constitucional. B. Régimen legal. i. Exploración y explotación de hidrocarburos. ii. Transporte y distribución de gas natural. III. Funciones del gobierno y del regulador sobre la industria. IV. Regulación y descripción de las redes e infraestructuras de gas. A. Licuefacción y regasificación. B. Almacenamiento. C. Transporte en alta (y distribución en baja). D. Reglas de acceso a la capacidad de las infraestructuras. V. Comercio de gas natural (*trading*). A. Régimen del Marco Regulatorio del Gas Natural (MRG). B. Alteraciones resultantes de la Ley de Emergencia n.º 25.561. C. Creación del mercado electrónico de gas. D. Comercio internacional de gas natural. VI. Suministro a los clientes finales. A. Liberalización de la industria de gas. i. El cuasimonopolio estatal durante la totalidad del siglo XX. ii. La ola privatizadora de la década de 1990. iii. La crisis de comienzos del siglo XXI: el regreso al intervencionismo. B. Régimen fiscal. C. Seguridad del suministro y otras obligaciones de servicio público. D. Protección de los consumidores. E. Intervención pública sobre los precios. F. El distribuidor-suministrador virtual. G. El suministro de gas licuado de petróleo. VII. Cooperación con países vecinos y organizaciones internacionales de las que haga parte y afecten al sector. VIII. El papel que desempeña el gas natural en la transición energética.

* Socio de Cassagne-Abogados, profesor en la Universidad Nacional de La Plata, Universidad Austral, Universidad Católica Argentina y Maestría en Regulación Minera, Petrolera y Energética de la Universidad Externado. Miembro del Comité Ejecutivo de la Asociación Iberoamericana de Estudios de Regulación (ASIER).

** Socio de Cassagne - Abogados, doctor de la Universidad de Valladolid (España), profesor de Derecho Administrativo en la Universidad Católica Argentina (UCA), director de la Maestría en Derecho Administrativo Económico de la UCA, autor de dos libros y numerosos artículos sobre temas de derecho administrativo.

I. ESTRUCTURA DE LA MATRIZ Y LA POLÍTICA ENERGÉTICA DEL PAÍS

La matriz energética argentina presenta como rasgo estructural una alta concentración en los hidrocarburos, siendo el gas natural el elemento preponderante.

En el 2018, el gas natural representó el 59 % de dicha matriz, el petróleo el 30 %, la energía hidráulica el 3 %, la nuclear el 2 %, las renovables (eólica, solar, leña, bagazo y biomasa) el 3 %, el carbón el 1 % y los biocombustibles el 2 %. La oferta interna de energía totaliza 80 MMtep¹.

La producción de energía eléctrica es muy dependiente de los combustibles fósiles (de hecho, el 45 % del gas natural y el 10 % del petróleo producidos se destinan a la generación de electricidad)². A febrero del 2021, Argentina registró una potencia instalada de 42 258 MW, de la cual el 60 % provino de fuentes de origen térmico³. En las últimas dos décadas, la dependencia de los hidrocarburos se acentuó: mientras la generación eléctrica aumentó un 60 %, el consumo de hidrocarburos utilizados para generar esa energía creció un 180 %⁴.

La creciente participación del gas natural en la matriz energética argentina comenzó a manifestarse a finales de la década de 1940 con la construcción de un extenso gasoducto que vinculó las localidades de Comodoro Rivadavia, en la Patagonia, y Buenos Aires⁵. En la década de 1960 del siglo xx,

1 Subsecretaría de Planeamiento Energético. Secretaría de Gobierno de Energía. Ministerio de Hacienda de la Nación. Escenarios energéticos Argentina 2030. Escenarios de políticas existentes. Mayo 2019. Disponible en https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2019-05-15_cari_-_antipico_escenarios_energeticos_argentina_2030.pdf.

2 Ídem.

3 Ver el *Informe mensual. Principales variables del mes*, febrero 2021, elaborado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), que se encuentra disponible en https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Sintesis%20Mensual/Informe%20Mensual_2021-02.pdf.

4 Aunque el consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica aumentó sostenidamente desde 1997, su participación disminuyó desde el 98 % en el 2003 hasta el 71 % en el 2016, debido a restricciones en la oferta. En contrapartida, aumentó el uso de combustibles como *fuel oil* y *gasoil* para reemplazar el uso de gas natural en las máquinas de generación térmica. (CASTELAO CARUANA, MARÍA EUGENIA, y SZTEINMAN, PATRICIO GONZÁLEZ. *Las energías renovables en la Argentina. Un nuevo panorama*. Centro de Estudio de la Regulación Económica de los Servicios Públicos, año 3, n.º 7 (2017). http://repositorio.ub.edu.ar/bitstream/handle/123456789/8512/ceres_agosto_2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

5 La construcción del Gasoducto Comodoro Rivadavia - Buenos Aires se inició el 21 de febrero de

el descubrimiento del mega yacimiento de Loma la Lata, en la Provincia del Neuquén, motivó un notorio incremento del uso del gas y produjo un cambio significativo en la matriz energética nacional⁶.

Por lo demás, el desarrollo de los recursos no convencionales de gas y petróleo observado en los últimos años ha sido notable. Según la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), Argentina está entre los cuatro países con mayor potencialidad en materia de recursos no convencionales del mundo. La misma fuente estimó en el 2013 que las reservas argentinas técnicamente recuperables equivalían a 27 000 millones de barriles de petróleo y 802 billones de pies cúbicos de gas natural⁷.

A. ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA DE GAS

I. INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN (OFFSHORE Y ONSHORE)

En los 3761 274 km² de la superficie de la República Argentina⁸ se han identificado veinticuatro cuencas sedimentarias prospectables para hidro-

1947 y concluyó en diciembre de 1949. Este gasoducto (1600 km de longitud) fue considerado en tiempos de su puesta en servicio como uno de los más largos del mundo, y ubicó a Argentina entre los primeros países en acceder al consumo masivo de gas natural. RISULEO, FERNANDO E. *Un viaje en el tiempo... (La historia del gas natural en la Argentina)* (Departamento Técnico del Centro Argentino de Ingenieros (CAI)-Área Historia, 2017), 8. Disponible en http://www.cai.org.ar/wp-content/uploads/actividades/2017/201707_Articulo_Historia-del-GAS.pdf

Durante las cuatro décadas siguientes se construyeron otros tres gasoductos troncales, así como una amplia red de media y baja presión que transportan el gas desde las cuencas productoras, y lo distribuyen en los mayores centros consumidores. Instituto Argentino del Petróleo. *La industria argentina de los hidrocarburos*. Panorama general. (2019), 3. <http://www.aogexpo.com.ar/OverviewEN.pdf>

- 6 Para ampliar ver BLANCO, GRACIELA *et al.* *El petróleo en Neuquén. 100 años de historia (1918-2018)*. En BLANCO, G. (dir.). (Ministerio de Recurso Naturales y Energía de la Provincia de Neuquén, 2018), 109-169. Disponible en <https://www.energianeuquen.gob.ar/organismo/Libro.pdf>

- 7 U.S. Energy Information Administration. "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina", 2013. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf

Un muy interesante y completo análisis sobre el *estatus* y las perspectivas del desarrollo de los recursos gasíferos no convencionales de la Argentina puede verse en GOMES, LEDA y BRANDT, ROBERTO. Unconventional gas in Argentina: Will it become a game changer? *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 13 (2017): 1-116.

- 8 De los cuales 2791 810 km² corresponden al continente americano, y 969 464 km² al continente antártico (incluyendo las islas Orcadas del sur) y a las islas australes (Georgias del Sur y Sandwich

carburos (19 en territorio continental y 5 costa afuera). Tales cuencas, hasta la isobata de 200 metros, cubren una superficie total de 1 845 000 km², de los cuales 1 449 000 km² (78 %) se localizan en el continente y 396 000 km² (22 %) en la plataforma marítima⁹.

De las veinticuatro cuencas sedimentarias, solo cinco producen actualmente petróleo y gas en tierra firme (cuencas Neuquina, Austral, Golfo de San Jorge, Noroeste y Cuyana)¹⁰. Algunas de estas cuencas están en producción hace ya más de cien años¹¹.

Para el 2019, las reservas comprobadas de gas natural de todo el país totalizaban 400 225 MMm³, mientras que las reservas probables alcanzaban 190 523 MMm³, las reservas posibles 134 670 MMm³ y los recursos 415 020 MMm³^[12].

La producción de hidrocarburos ha sufrido una fuerte declinación en la última década. Sin embargo, desde el 2014 se produjo un cambio de tendencia, debido al aporte del gas no convencional que se extrae de la principal formación de *shale* de la Argentina, denominada Vaca Muerta¹³, hasta el 2020 en que volvió a declinar. En cambio, la producción de gas de los yacimientos

del Sur). Información suministrada por el Instituto Geográfico Nacional. "Límites, superficies y puntos extremos". <http://www.ign.gov.ar/NuestrasActividades/Geografia/DatosArgentina/LimitesSuperficiesyPuntosExtremos#>

- 9 MIGUEL HASSEKIEFF, presentación "Panorama de las Cuencas Argentinas. Programa Gas Plus", Secretaría de Energía de la Nación, septiembre 2011. Disponible en <https://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/presentacionesjornadas/017.pdf>
- 10 Las cuencas del golfo de San Jorge, Neuquina y Austral concentran la mayor proporción de reservas y producción.
- 11 LUIS CABANILLAS y otros, Petróleo y gas en la Argentina: cuencas productivas, *Ciencia Hoy*, vol. 23, n.º 134, 49-56. Disponible en https://cienciahoy.org.ar/wp-content/uploads/Revista_134_Petroleo_Gas.pdf.
- 12 Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, La producción de hidrocarburos en la Argentina. Informe anual 2020 (marzo 2021), 19. Disponible en <https://www.iae.org.ar/wp-content/uploads/2021/03/Informe-anual-de-hidrocarburos-2020.pdf>. Según el mismo informe, las reservas comprobadas de gas en el 2019 fueron 5.7 % superiores a las existentes en 2009, con una tasa de crecimiento promedio del 0.6 % anual.
- 13 Vaca Muerta es la principal formación de hidrocarburos no convencionales de Argentina. Está ubicada en la cuenca Neuquina, al sudoeste del país. Abarca gran parte de la superficie de la provincia de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa (ver Kullock, David, coordinador del Equipo Técnico redactor del informe. "Estudios estratégicos para el desarrollo territorial de la región Vaca Muerta", trabajo realizado para los Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta-Segunda Etapa, Programa de Fortalecimiento Institucional de la Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública, Ministerio de Interior, Obras Públicas y Vivienda de la Nación (Buenos Aires: 2016). <https://www.copade.gob.ar/Archivos/1-Estudios-estrategicos-para-el-desarrollo-territorial-de-la-region-de-VacaMuerta.pdf>

convencionales continúa disminuyendo, registrando una baja total a lo largo de la década equivalente a un 44.6 %¹⁴. Para el 2020, la producción de gas natural fue de 45 096 MMm³, lo cual representó una caída respecto al año anterior del 8.6 %, con motivo de a la pandemia de la covid-19¹⁵.

A diferencia de las cuencas terrestres, donde se han perforado decenas de miles de pozos, la actividad exploratoria y productiva en el mar ha sido considerablemente menor. Las cuencas marinas de la Argentina abarcan una superficie de 1 227 568 km², y prácticamente la tercera parte de ellas está a menos de 200 metros de profundidad¹⁶. Once de esas cuencas han sido exploradas, en mayor o menor medida, en diferentes momentos a lo largo de la historia y con variados resultados. En la actualidad, sin embargo, las cuencas marinas de hidrocarburos se encuentran en su mayoría improductivas, con excepción de la cuenca Austral, que es principalmente gasífera¹⁷. En noviembre del 2018, el Gobierno nacional convocó a un concurso público internacional para la adjudicación de permisos de exploración en treinta y ocho áreas *offshore*, como resultado del cual se adjudicaron trece permisos de exploración en dieciocho áreas marítimas¹⁸.

B. CONSUMO DE GAS: GAS NATURAL, GAS NATURAL LICUADO (GNL), GAS NATURAL VEHICULAR (GNV), GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) Y OTROS GASES

El consumo total de gas natural en la Argentina aumentó en la última década, si bien en 2019 y 2020 se registró una caída de los volúmenes totales

¹⁴ Idem., 15.

¹⁵ Idem., 13.

¹⁶ Las tres cuencas que rodean las islas Malvinas y la cuenca argentina son las únicas que exceden los 200 metros de profundidad, con una media de 5000 metros.

¹⁷ BARUJ, GUSTAVO y DRUCAROFF, SERGIO. Estimaciones del potencial económico del océano en la Argentina. Informe Técnico n.º 10 (Buenos Aires: CIECTI, 2018), 15. Disponible en http://www.ciecti.org.ar/wp-content/uploads/2018/04/IT10-Pampa-azul_vDigital_16-abril-2018.pdf

¹⁸ Cfr. Decreto 872/2018 (B.O. 2/10/18) y Resolución 276/2019 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 17/5/19). No está de más señalar que en los considerandos del decreto referido se afirma que, al tiempo de su dictado, la superficie de la Plataforma Continental Argentina concesionada no alcanzaba al 1 %. Una reseña histórica de la actividad exploratoria y productiva *offshore* en la Argentina, con comentarios sobre el panorama actual, puede verse en PERA, ARTURO. La exploración costa afuera en la Argentina: Una nueva oportunidad. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 18 (2018): 206-214.

consumidos. Entre el 2010 y el 2020, las ventas totales de gas natural se incrementaron un 7.8 %. El total consumido en el 2020 por todas las categorías de usuarios fue de 40 769 MMm³[19].

A partir del 2008, la Argentina empezó a importar crecientes volúmenes de gas natural licuado (GNL) durante los periodos invernales para balancear el déficit existente entre oferta y demanda en el mercado interno. Los volúmenes importados llegaron a representar un 20 % del consumo doméstico, pero por efecto del crecimiento de los niveles de producción locales, en los últimos años, el flujo importador de GNL empezó a mermar. La recepción del GNL tuvo lugar por intermedio de buques regasificadores que recalaban, en un primer momento, en el puerto de Bahía Blanca, y dos años después (2010) se sumó una nueva base en el puerto de Escobar del río Paraná (ambos en la Provincia de Buenos Aires). Durante el 2020, el volumen total de GNL importado ascendió a 1856 MMm³, lo que representa un 52.8 % menos que lo que se importó en el 2011. Ese volumen equivale al 4.5 % del total del gas entregado a los usuarios en 2020[20].

El gas natural vehicular (GNV) ha tenido un fuerte desarrollo en la Argentina a partir de la década de 1980, en razón de las políticas de promoción desplegadas. El país cuenta con una de las redes de GNV más extensas del mundo, que sobrepasa las dos mil estaciones de carga, las cuales abastecen al 12.4 % del parque automotor circulante (al 2018, un total de 1 652 939 vehículos funcionaban con GNV)²¹. En el 2020, el consumo de GNV totalizó 1869 MMm³[22].

En lo que respecta al gas licuado de petróleo (GLP), según el último Balance Energético Nacional publicado por la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, el consumo en el 2019 fue de 1655 miles de TEP²³,

19 Instituto Argentino de la Energía General Mosconi. La producción de hidrocarburos en la Argentina. Informe anual 2020 (marzo 2021), 26.

20 Ídem., 34.

21 Secretaría de Energía de la Nación. El futuro del transporte vehicular propulsado a gas: GNC & GNL. http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/mesa_vaca_muerta/submesas/sub_mesa_4/2/enargas-el-futuro-del-transporte-vehicular-propulsado-a-gas-gnc-y-gnl.pdf (Consultado el 29-3-2021).

22 Instituto Argentino de Energía General Mosconi. La producción de hidrocarburos en la Argentina. Informe anual 2020. (marzo 2021), 26.

23 Ver Balance Energético 2019, disponible en <https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>.

la mayor parte de los cuales (1192 miles de TEP) fueron consumidos por usuarios residenciales de hogares urbanos y rurales.

C. EMPRESAS QUE OPERAN EN LA CADENA GASISTA

La actividad exploratoria y productiva de gas natural en la Argentina está sumamente atomizada. Existen más de sesenta empresas petroleras que operan en el país. Aquellas que extraen los volúmenes más significativos son las siguientes: YPF S. A. (que en el 2020 produjo un volumen de 33.71 MMm³/día); Total Austral S. A. (con 32.51 MMm³/día); Tecpetrol S. A. (13.65 MMm³/día), y Pan American Energy —sucursal argentina— LLC (13.11 MMm³/día). Estos cuatro productores concentran el 74.63% del total de la producción bruta²⁴.

El transporte de gas natural se encuentra, desde 1992, en manos de dos empresas a las que el Gobierno nacional otorgó sendas licencias: Transportadora del Gas del Norte S. A. (TGN) y Transportadora del Gas del Sur S. A. (TGS).

En el segmento de distribución, el país está dividido en nueve regiones cuyo abastecimiento corresponde a las siguientes empresas: Metrogas S. A.; Gas Natural Fenosa S. A. —antes Gas Natural Ban S. A.—; Camuzzi Gas Pampeana S. A.; Camuzzi Gas del Sur S. A.; Gasnor S. A.; Distribuidora de Gas del Centro S. A.; Distribuidora de Gas Cuyana S. A., Gas Nea S. A. y Litoral Gas S. A.

Finalmente, la presencia empresarial del Estado en la industria del gas, al margen de la participación mayoritaria estatal en YPF S. A.²⁵, se canaliza

24 ENARGAS, Panorama gasífero diciembre 2020. Disponible en <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/panorama-gasifero-202012.pdf>

25 Por la Ley 26.741 (B.O. 7/5/12) se declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. A tal fin se dispuso la expropiación 51 % del patrimonio de YPF S.A. —representado por las acciones Clase D pertenecientes a Repsol YPF S. A.— y de Repsol YPF GAS S. A. —representado por las acciones clase A de titularidad de Repsol Butano S. A.—. Asimismo, se estableció en el artículo 10 de la Ley 26.741 que a los efectos de la instrumentación de la expropiación y de la registración de la titularidad de los derechos correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, “deberá dejarse constancia que la expropiación de tales acciones

a través de la firma Integración Energética Argentina S. A. (IEASA), cuya principal actividad en ese campo consiste en adquirir gas importado desde Bolivia y GNL para contribuir a superar el desbalance entre la producción nacional y las necesidades de consumo interno de ese fluido²⁶.

II. MARCO NORMATIVO

A. RÉGIMEN CONSTITUCIONAL

La Constitución argentina incluye pocas disposiciones vinculadas específicamente a la industria del gas.

La primera de ellas, presente en el texto constitucional originario de 1853 (hoy todavía vigente), faculta al Congreso de la Nación a dictar el Código de Minería²⁷, materia esta que —según lo ha interpretado la Corte Suprema de Justicia de la Nación— comprende a los hidrocarburos²⁸. En ejercicio de dicha facultad, el legislador federal ha dictado las dos leyes que pueden estimarse como la columna vertebral del régimen de los hidrocarburos, a saber: la Ley Federal de Hidrocarburos (LFH) (Ley 17.319^[29]), modificada parcialmente por las Leyes 26.197^[30] y 27.007^[31], que regula los aspectos básicos de las actividades vinculadas a la industria hidrocarburífera en general, y el Marco Regulatorio del Gas Natural (MRG) aprobado por la Ley 24.076^[32], que se ocupa sustancialmente de las actividades de transporte y distribución de gas natural, a las que califica como servicios públicos.

El segundo precepto constitucional, relevante para la industria del gas, inserto con ocasión de la enmienda de 1994, establece que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en

es por causa de utilidad pública y que se encuentra prohibida la transferencia futura de ellas sin autorización del H. Congreso de la Nación votada por las dos terceras partes de sus miembros”.

26 Cfr. el Decreto 882/2017 (B.O. 11/11/17), que dispuso la creación de IEASA. Disponible en http://www.ieasa.com.ar/?page_id=641.

27 Cfr. el artículo 75, inciso 12, de la Constitución Nacional.

28 Cfr. las sentencias dictadas en las causas “Yacimientos Petrolíferos Fiscales c/ Mendoza, Provincia de y otros s/ nulidad de concesión minera” y “Mendoza, Provincia de c/ Estado Nacional s/ inconstitucionalidad”, publicados en la colección de *Fallos* 301:341 y 311:1265, respectivamente.

29 B.O. 30/06/67.

30 B.O. 5/1/07.

31 B.O. 31/10/14.

32 B.O. 12/06/92.

su territorio”³³, lo cual implícitamente reserva al Estado nacional idéntico dominio sobre los recursos existentes en áreas bajo su jurisdicción, como es el caso, particularmente, de aquellos situados *offshore* más allá de las doce millas marítimas contadas desde la costa. Aun cuando la medida de la cláusula da pie a diferentes posturas interpretativas, la doctrina mayoritaria entiende que su texto solo asigna el dominio (originario) de los hidrocarburos a las provincias en cuyo territorio se encontrasen, sin alterar la competencia atribuida al legislador federal para dictar el marco sustantivo que rige en la materia³⁴.

Finalmente, el artículo 42 de la misma Constitución incorporado, también, con motivo de la reforma de 1994, encomienda a las autoridades nacionales el dictado de los marcos regulatorios de los servicios públicos de competencia nacional, previendo la necesaria participación de las asociaciones de consumidores y usuarios y de las provincias interesadas, en los organismos de control. El mismo artículo, además, impone a las autoridades públicas en general proveer a la defensa de la competencia contra toda forma de distorsión de los mercados, el control de los monopolios naturales y legales, la calidad y eficiencia de los servicios públicos, así como la constitución de asociaciones de consumidores y usuarios.

33 Cfr. el artículo 124, última parte, de la Constitución Nacional.

34 La cuestión fue ampliamente debatida por la doctrina. Cfr. CASSAGNE, JUAN CARLOS. Acerca de la noción del dominio público y las nuevas ideas sobre los usos especiales. *Jurisprudencia Argentina*, (2010): 11. DE LA RIVA, IGNACIO M. Dominio y jurisdicción sobre hidrocarburos en nuestro sistema federal: un auténtico rompecabezas para armar. En *El derecho constitucional* (2008), 506. DE LA RIVA, IGNACIO M. Poderes de regulación nacionales y provinciales bajo el nuevo régimen de hidrocarburos. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, n.º 5 (2015): 35-37. DE SIMONE, ORLANDO. El dominio originario de los recursos naturales. *La Ley* 1997-C, 1440. PRIETO, HUGO N. El dominio originario de los recursos naturales. La titularidad de las provincias y sus consecuencias en materia de hidrocarburos. *La Ley* 2005-E, 1181. PRIETO, HUGO N. Competencia provincial en materia de hidrocarburos y extinción de concesiones de explotación. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 5 (2015): 95-108. SACRISTÁN, ESTELA B. Dominio originario de los recursos naturales. La cuestión del dominio eminente. *La Ley (Suplemento Constitucional)* (2014), 152; REBASA, MARCOS y CARBAJALES, JUAN JOSÉ. Los recursos naturales en la reforma del 94: aportes para una interpretación constitucional (el caso de los hidrocarburos). *La Ley* 2011-C, 1170-1173. DIANA, NICOLÁS. La competencia originaria de la Corte Suprema de Justicia de la Nación y el régimen federal de hidrocarburos. *La Ley* 2012-E. 1173-1174. PALAZZO, EUGENIO LUIS. Los hidrocarburos en los equilibrios y en las tensiones entre la nación y las provincias. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 5 (2015): 67-93. MÁRQUEZ, GONZALO. El régimen hidrocarburífero a la luz del federalismo argentino. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 10 (2016): 91-97.

B. RÉGIMEN LEGAL

I. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

Para desarrollar tareas de exploración y explotación de hidrocarburos es preciso obtener un permiso o una concesión de carácter temporal³⁵. Los permisionarios y concesionarios adquieren el dominio de los hidrocarburos que extraigan, con el consiguiente derecho a transportarlos, comercializarlos e industrializarlos³⁶.

Los permisos de exploración confieren a sus titulares un derecho exclusivo para la búsqueda de hidrocarburos dentro del área³⁷. Su otorgamiento debe tener lugar en el marco de un concurso o de una licitación, tramitados ante la autoridad de aplicación (nacional o provincial) de la jurisdicción pertinente³⁸. Cuando los trabajos exploratorios deriven en el descubrimiento de recursos comercialmente extraíbles, los permisionarios tendrán derecho a una concesión exclusiva para su explotación³⁹.

La extensión temporal de los permisos de exploración será la que fijen los pliegos licitatorios, dentro de los plazos máximos previstos en la legislación. La ley distingue, en tal sentido, un “plazo básico” y un “periodo de prórroga”. En las áreas de exploración convencional, el plazo básico se extiende hasta un máximo de seis años en áreas terrestres y de hasta ocho años para las áreas situadas en la plataforma continental del mar territorial. Para las áreas con objetivo no convencional, el plazo básico podrá extenderse hasta un

35 Cfr. el artículo 4.º de la Ley 17.319. Sobre este tema, se puede ampliar en RUEDA, PABLO y LANARDONNE, TOMÁS. La regulación de hidrocarburos: convencionales y no convencionales, P. FERRARA (coord.), *Tratado de regulación de la energía*, Tomo 1, Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” (Buenos Aires: 2017), 155-242. ZULIANI, JOSÉ MARÍA. Nuevo régimen de permisos y concesiones bajo la Ley de Hidrocarburos 17.319. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 5 (2015): 177-199. JONES, MARCELO A. La concesión de hidrocarburos en la Ley 17.319. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 5 (2015): 215-248. ARIZA, JORGE LUIS. La estructuración de un régimen normativo uniforme para la regulación de la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en la República Argentina. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 19 (2018-2019): 63-202.

36 Artículo 6.º de la Ley 17.319.

37 Artículos 16 y 19 de la Ley 17.319.

38 Artículo 45 y concordantes de la Ley 17.319.

39 Artículos 17, 21 y 22 de la Ley 17.319.

máximo de ocho años⁴⁰. En todos los casos, se reconoce a los permisionarios la posibilidad de obtener un periodo de prórroga por otros cinco años⁴¹.

Las concesiones de explotación conllevan un derecho exclusivo para explotar los yacimientos existentes en las áreas comprendidas en los respectivos títulos⁴². Ellas pueden originarse en la petición del permisionario frente al descubrimiento⁴³, o bien ser adquiridas en el marco de un proceso licitatorio convocado al efecto⁴⁴.

La extensión temporal máxima de las concesiones de explotación también difiere en función de su tipología: veinticinco años para las concesiones de explotación convencional, treinta y cinco para las de explotación no convencional y treinta para las concesiones ubicadas sobre la plataforma continental y el mar territorial⁴⁵. A partir de la reforma introducida a la LFH por la Ley 27.007, los concesionarios de explotación pueden obtener prórrogas sucesivas sin límite alguno en tanto cumplan sus obligaciones, mantengan

40 Según lo establece el artículo 27 bis de la Ley 17.319 (incorporada por la reforma de la Ley 27.007 (B.O. 31/10/14)), "entiéndese 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".

41 Artículo 23 de la Ley 17.319, en la versión reformada por la Ley 27.007.
Al finalizar el primer periodo del plazo básico, los permisionarios pueden optar entre continuar con sus tareas exploratorias (siempre que haya dado cumplimiento a las obligaciones a su cargo), o revertir totalmente las respectivas áreas al Estado. Una vez concluido el plazo básico el permisionario deberá restituir, al menos, el 50 % del área remanente, sin perjuicio de su derecho a obtener una prórroga sobre la superficie restante (artículo 26 de la Ley 17.319, tras la reforma de la Ley 27.007).

42 Artículo 27 de la Ley 17.319, reformado por La ley 27.007.

43 Artículos 17, 22 y 29 de la Ley 17.319.

44 Artículos 29, 45 y concordantes de la Ley 17.319.

En el caso de las concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos, la condición de concesionario puede alcanzarse, también, a partir de la subdivisión de un área en cabeza de un concesionario de explotación que hubiere descubierto, dentro del perímetro asignado, un yacimiento apto para el desarrollo de una explotación no convencional (artículos 27 y 27 bis de la Ley 17.319, el primero de ellos reformado por el artículo 4.º de la Ley 27.007, y el segundo incorporado por su artículo 5.º).

45 Artículo 35 de la Ley 17.319, tras la reforma introducida por el artículo 9.º de la Ley 27.007.
En aquellos casos en que la concesión resulte de la transformación parcial de un área sujeta a un permiso de exploración, la ley contempla la posibilidad de adicionar al plazo de la concesión el lapso del plazo básico del permiso que no se hubiere agotado (artículo 23 de la Ley 17.319).

el área en producción y presenten un plan de inversiones consistente con el desarrollo del yacimiento⁴⁶.

Los permisionarios de exploración o concesionarios de explotación deben ejecutar las inversiones necesarias para el eficiente desarrollo de las tareas exploratorias o productivas. Para los permisionarios, el alcance de esta obligación se corresponde con las inversiones mínimas a las cuales se han comprometido⁴⁷. En el caso de los concesionarios, en cambio, los contornos de su obligación de invertir son más imprecisos, puesto que la ley les exige invertir lo necesario para alcanzar un desarrollo racional y eficiente de toda el área concesionada, con arreglo a los estándares y criterios previstos en la LFH⁴⁸.

Paralelamente a estos deberes de inversión, pesan también sobre los titulares de permisos o concesiones otras obligaciones de pago en concepto de regalías, bonos y cánones, en favor de la jurisdicción que resulte titular del dominio originario del yacimiento⁴⁹.

II. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

El MRG⁵⁰ introduce una tajante separación entre las etapas de producción, captación y tratamiento de gas natural, por un lado, sometidas al régimen de la LFH, y el transporte y la distribución de gas natural, por otro, calificadas como servicios públicos y sujetas al referido MRG⁵¹. Esta segmentación

46 Artículo 35 de la Ley 17.319, ya citado.

47 Artículo 20 de la Ley 17.319.

48 Artículo 31 y concordantes de la Ley 17.319.

49 Desarrollaremos este tema en el punto 7.2 de este trabajo, referido al régimen fiscal.

50 Una descripción general del régimen puede verse en PERRINO, P. y GUGLIELMINETTI, A. Breve panorama de la regulación del transporte y la distribución de gas natural en la República Argentina. En FERNEY MORENO CASTILLO L. y HERNÁNDEZ MENDIBLE, V. R. (coord.), *Derecho de la energía en América Latina*, tomo I (Bogotá: Universidad Externado de Colombia, 2017), 527-569. AHUMADA, HORACIO. Lineamientos del régimen jurídico de la industria del gas, AA. VV., *Servicio público, policía y fomento (Jornadas organizadas por la Universidad Austral. Facultad de Derecho)* (Buenos Aires: Ediciones RAP, 2003), 277-285.

51 Cfr. el artículo 1.º de la Ley 24.076.

Una explicación general del régimen del MRG puede verse en MASSIMINO, LEONARDO. El sistema de gas natural en la República Argentina (Regulación, emergencia y situación actual). *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 1 (2014): 63-84. CABRAL, HUGO A. Panorama sobre el transporte y la distribución de gas natural. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 7 (2015-2016): 91-113.

de la industria del gas en tres tramos básicos (producción, transporte y distribución) va acompañada por la prohibición de que los productores, almacenadores o comercializadores tengan una participación controlante en empresas transportadoras o distribuidoras de gas⁵², con vistas a garantizar la separación efectiva entre los sectores regulados y no regulados.

Como ya se anticipó, el mapa argentino fue dividido en dos grandes sistemas troncales de transporte, cada uno de ellos a cargo de una firma licenciataria de transporte y en nueve áreas de distribución de gas natural por redes, cada una de las cuales se adjudicó a una firma licenciataria de distribución. Para mayor información, remitimos a lo expuesto en los apartados "Transporte en alta (y distribución en baja)" "Reglas de acceso a la capacidad de las infraestructuras".

III. FUNCIONES DEL GOBIERNO Y DEL REGULADOR SOBRE LA INDUSTRIA

El artículo 124 de la Constitución Nacional atribuye a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio. Según ya se explicó, tal definición no altera la competencia del Congreso de la Nación para sancionar el régimen sustantivo en materia de hidrocarburos. Esta disociación entre dominio y jurisdicción, agravada por la dispersión de los poderes que hacen al ejercicio de la segunda, origina un complejo entrecruzamiento de atribuciones nacionales y locales⁵³.

A partir de su condición de dueñas originarias, corresponde a las provincias (o a la nación, cuando se trate de yacimientos de su jurisdicción) actuar

52 Cfr. el artículo 34 de la Ley 24.076. La norma también veda a las distribuidoras, sus controlantes o controladas, tener una participación controlante en una sociedad transportista, y viceversa.

53 Este temperamento invasivo de atribuciones ajenas exhibe su grado máximo en el dictado de leyes de hidrocarburos provinciales, en franca contradicción con el régimen constitucional (arg. art. 126 de la Constitución Nacional). A título de ejemplo, cabe mencionar las leyes de hidrocarburos sancionadas por las provincias de Neuquén (Ley 2.453, del 2004), San Juan (Ley 7.620, del 2005), Mendoza (Ley 7.526, del 2006), San Luis (Ley VIII-541-2006, del 2006) y Santiago del Estero (Ley 6.873, del 2007).

La actitud asumida por estas provincias desatiende la tesis reiteradamente expuesta por la Corte Suprema, conforme a la cual, una vez sancionados los Códigos Civil, Comercial, Penal y de Minería, las provincias no están facultadas para legislar sobre la materia (cfr. el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la nación recaído en la causa *Orden, Manuel de la c/ Ingenio San Isidro S.R.L. s/ ordinario - cumplimiento de contrato y cobro de pesos*, 1956, y demás precedentes que en este se citan).

como autoridad concedente de los derechos de exploración y explotación de los yacimientos. Ello abarca, sustancialmente, la facultad de convocar, tramitar y resolver los procedimientos licitatorios con vistas a la adjudicación de áreas de exploración o explotación; otorgar los permisos y concesiones que habilitan a explorar y a explotar los recursos que se descubriesen; aprobar la subdivisión de las áreas de explotación existentes y su eventual cesión⁵⁴; percibir las regalías y el canon que correspondan en cada caso, y exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y contractuales que pesan sobre permisionarios y concesionarios en lo referente a inversiones, a la explotación racional de los recursos y al pago de cánones y regalías. Como consecuencia, las provincias (y las autoridades nacionales, en su caso) pueden requerir la información necesaria para el desempeño de esta función de control que les ha sido encomendada⁵⁵ y aplicar sanciones de multa, suspensión en los registros y caducidad de los permisos y concesiones⁵⁶.

A su vez, a la uniformidad de régimen queda garantizada la facultad exclusiva del Poder Ejecutivo nacional de dictar las normas reglamentarias que sean menester para la aplicación de la legislación de fondo aludida⁵⁷. Además, compete al Poder Ejecutivo nacional fijar la política energética nacional⁵⁸. El órgano de la Administración Pública nacional específicamente encargado de la materia es la Secretaría de Gobierno de Energía, que depende del Ministerio de Hacienda de la nación⁵⁹.

54 Cfr. los artículos 27 bis, 46, 47, 48 y 72 de la Ley 17.319.

55 Cfr. los artículos 36, 87, 88 y 89 de la Ley 17.319, y 2.º, 3.º, 4.º y 6.º de la Ley 26.197.

Sobre el particular, puede profundizarse a través de la lectura de AZZARRI, JUAN CRUZ. Las sanciones de la Ley 17.319 y el procedimiento debido. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 5 (2015): 269-284.

56 Cfr. el artículo 6.º de la Ley 26.197.

57 Sobre esta delicada cuestión, remitimos para un análisis más detenido a DE LA RIVA, I.M. (2008), ob. cit., 8.

58 El artículo 3.º de la Ley 17.319 ya disponía que “el Poder Ejecutivo nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2.º (*explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos*), teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad”.

Tal directiva fue luego ratificada por el artículo 2.º, último párrafo, de la Ley 26.197, conforme a la cual “el diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo nacional”.

Finalmente, la Ley 26.741 ha vuelto a señalar que el Poder Ejecutivo Nacional constituye la “autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia” (ver el artículo 2.º de la ley aludida).

59 Cfr. la Ley 22.520 (Ley de Ministerios; B.O. 23/12/81) y sus normas modificatorias y regla-

En lo concerniente al transporte y la distribución de gas natural por redes, al sancionarse el MRG se creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), con amplias facultades en el plano normativo, de control y de índole jurisdiccional en ese tramo de la industria del gas⁶⁰. La independencia funcional y el marcado perfil profesional del cuerpo directivo de esta entidad autárquica deja entrever un manejo eminentemente técnico de las cuestiones regulatorias vinculadas al transporte y la distribución del gas natural⁶¹. Dentro de las tareas más relevantes en manos del ENARGAS sobresalen:

a) Funciones regulatorias, relativas al dictado de reglamentos en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, y a la aprobación de las tarifas aplicables a los servicios de transporte y distribución de gas natural por redes.

b) Funciones de control, en lo atiente a la cesión, prórroga, caducidad y reemplazo de los concesionarios, aplicar sanciones y prevenir conductas anticompetitivas.

c) Resolución de controversias entre los sujetos de la industria, como una instancia previa obligatoria a la judicial.

IV. REGULACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LAS REDES E INFRAESTRUCTURAS DE GAS

A. LICUEFACCIÓN Y REGASIFICACIÓN

El marco jurídico argentino carece de un régimen específico referido al GNL, aunque recurrentemente han surgido algunos proyectos de ley en curso de elaboración, que podrían concretarse en la sanción de una ley en un futuro no lejano.

En el 2012 se establecieron por vía reglamentaria los requisitos para la localización y protección ambiental de terminales marítimas o fluviales

mentarias, en particular el artículo 8.º del Decreto 801/2018 (B.O. 5/9/18), y el artículo 14 del Decreto 802/2018 y su planilla anexa (B.O. 5/9/18).

60 Ley 24.076, artículo 50 y siguientes.

61 Ver, en particular, los artículos 51, 54, 55 y 56 de la Ley 24.076.

Cfr. PERRINO, PABLO E. y GUGLIELMINETTI, ANA PATRICIA. Los entes nacionales reguladores del gas y la electricidad en el derecho argentino. En P. FERRARA (coord.): *Tratado de regulación de la energía*, tomo 1 (Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", 2017), 109-129.

destinadas a operaciones de recepción y regasificación de GNL, fijándose las condiciones técnicas y de seguridad aplicables al diseño y construcción de tales infraestructuras portuarias, así como los requisitos mínimos de seguridad correspondiente a las operaciones entre los buques metaneros y dichas terminales⁶².

B. ALMACENAMIENTO

El almacenamiento de gas es una asignatura pendiente en la Argentina. Su desarrollo ha sido muy escaso o casi nulo. A raíz de los grandes recursos de gas hallados en Vaca Muerta, en la actualidad se están evaluando algunas alternativas de almacenamiento subterráneo del gas durante el verano para su aprovechamiento en los periodos invernales.

Hoy la Argentina cuenta con una única planta de almacenamiento criogénico (*peak shaving*), localizada en la provincia de Buenos Aires. La misma opera desde 1995 y tiene un caudal de licuefacción de 101 000 Sm³/día, un tanque con capacidad para 43 470 m³/GNL, y un caudal máximo de emisión 3 861 000 m³/día. Perteneció a la firma distribuidora Naturgy, que la emplea para afrontar los picos de consumo invernales en el área que abastece⁶³.

El MRG menciona entre los "sujetos activos de la Industria del Gas Natural" a los almacenadores⁶⁴. El Decreto 1738/1992^[65], que aprobó el reglamento del MRG, define el almacenaje como "la actividad de mantener gas en instalaciones, subterráneas o no, durante un periodo de tiempo, e incluye la inyección, depósito y retiro del gas y, en su caso, la licuefacción y regasificación del gas"⁶⁶, y deja a cargo del ENARGAS la reglamentación y control de lo referente a la seguridad de dicha materia⁶⁷.

Los almacenadores no pueden tener una participación controlante en una sociedad habilitada como transportista o distribuidora⁶⁸, en tanto que los

62 Cfr. la Resolución 338/2012 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 26/6/12).

63 Cfr. <http://www.naturgy.com.ar/ar/conocenos/la+compania/nuestra+compania/organizacion+local/distribucion+de+gas+natural/1297159086163/planta+peak+shaving.html>

64 Cfr. el artículo 9.º de la Ley 24.076. La norma también otorga tal carácter a productores, captadores, procesadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores que contraten directamente con el productor de gas natural.

65 B.O. 28/9/92.

66 Cfr. el artículo 1.º del Decreto 1738/1992.

67 Decreto 1738/1992, artículo 9.º.

68 Cfr. el artículo 34 de la Ley 24.076.

transportistas o distribuidores pueden prestar servicios de almacenaje por cuenta propia o de terceros, o explotar plantas separadoras o procesadoras de gas manteniendo contabilidad separada, o mediante sociedades controladas según lo disponga el ENARGAS⁶⁹.

Por cuanto concierne al GLP, la Ley 26.020^[70] establece un régimen de acceso abierto para los almacenadores por cuenta propia o de terceros, en favor de quienes se encuentren inscriptos como fraccionador, distribuidor, comercializador o gran consumidor⁷¹.

C. TRANSPORTE EN ALTA (Y DISTRIBUCIÓN EN BAJA)

El transporte del gas natural se realiza a través de 15 500 km de gasoductos troncales que, en los últimos veinte años, han incrementado su capacidad en un 110%⁷². Como ya se indicó, tras la sanción del MRG, los cinco gasoductos principales del sistema de transporte de gas⁷³ se dividieron en dos sistemas, cuya gestión pasó a manos de las licenciatarias TGS y TGN.

TGS es la mayor transportista de gas de América Latina. Sus gasoductos (Neuba I, Neuba II y San Martín), de 9231 km de extensión en total, conectan las cuencas de gas Neuquina, San Jorge y Austral —al sur y oeste del país— con los principales puntos de consumo de las regiones del sur y el centro de la Argentina, incluidos el Gran Buenos Aires y ciudad de Buenos Aires⁷⁴.

TGN, por su parte, opera un sistema de más de 6800 km de gasoductos, 20 plantas compresoras y 375 620 HP de potencia instalada. El sistema de transporte de gas natural de TGN está compuesto por dos gasoductos troncales (Gasoducto Norte de 4550 KM² y Gasoducto Centro Oeste de 2256 KM²), que conforman una red que abastece a catorce provincias argentinas y a la ciudad de Buenos Aires⁷⁵.

69 Cfr. el artículo 34, apartado (5), del Decreto 1738/1992.

70 B.O. 8/4/05.

71 Ver los artículos 27 y siguiente de la citada Ley 26.020.

72 Ver el trabajo *La industria argentina de los hidrocarburos. Panorama general 2019*, Instituto Argentino del Petróleo, <http://www.aogexpo.com.ar/OverviewEN.pdf>, página 9.

73 Los cinco gasoductos aludidos son: 1) del norte, 2) centro-oeste, 3) del oeste, 4) Neuba (I y II) y 5) del sur.

74 Cfr. <http://www.tgs.com.ar/negocios/transporte>.

75 Cfr. <https://www.tgn.com.ar/>.

En el 2015 comenzó la construcción del Gasoducto del Noreste Argentino (GENEA), cuyo trayecto estaba previsto que recorriera 1468 km, atravesando las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, Misiones y el norte de Santa Fe, que en su mayor parte carecían de red de gas natural. Sin embargo, a partir de la reestructuración del proyecto (en el 2016 primero y en el 2018 luego), se avanzó en los trabajos vinculados al gasoducto troncal y los ramales de derivación, que ya se encuentran con gas presurizado en toda su extensión en las provincias de Chaco y Santa Fe⁷⁶.

En las dos últimas décadas se construyeron, además, cuatro gasoductos que cruzan los Andes hacia Chile y otros cuatro hacia Brasil y Uruguay. Por otra parte, se tendieron varios tramos de gasoductos que atraviesan Tierra del Fuego y llegan hasta Chile. A ellos se añaden los gasoductos construidos para transportar el GNL importado a través de los puertos de Bahía Blanca y Escobar, luego de su regasificación⁷⁷.

La distribución de gas natural está fraccionada a lo largo del país en nueve áreas, cuyos sistemas de distribución están a cargo, en cada caso, de una empresa licenciataria, de acuerdo con el siguiente detalle: Metrogas S. A. (Ciudad Autónoma de Buenos Aires y once partidos de la provincia de Buenos Aires ubicados al sur y este del río Matanza); Gas Natural Fenosa S. A. —antes Gas Natural Ban S. A.— (zona norte y oeste de la provincia de Buenos Aires); Camuzzi Gas Pampeana S. A. (La Pampa y el interior de la provincia de Buenos Aires excluido el Gran Buenos Aires); Camuzzi Gas del Sur S. A. (extremo meridional de la Provincia de Buenos Aires y las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego); Gasnor S. A. (provincias de Tucumán, Salta, Santiago del Estero y Jujuy); Distribuidora de Gas del Centro S. A. (Córdoba, Catamarca y La Rioja); Distribuidora de Gas Cuyana S. A. (Mendoza, San Juan y San Luis), Gas Nea S. A. (nordeste del país), y Litoral Gas S. A. (Santa Fe y nordeste de la provincia de Buenos Aires). Dentro de cada una de dichas áreas, la respectiva firma licenciataria opera en condiciones de exclusividad.

Las líneas maestras del MRG en materia de transporte y distribución de gas natural pueden sintetizarse del siguiente modo:

⁷⁶ Cfr. www.ieasa.com.ar.

⁷⁷ Ver el trabajo *La industria argentina de los hidrocarburos. Panorama general 2019*, Instituto Argentino del Petróleo, <http://www.aogexpo.com.ar/OverviewEN.pdf>, página 9.

a) Las actividades de transporte y distribución de gas natural son calificadas por el legislador como servicios públicos nacionales⁷⁸; de modo que su prestación requiere de la correspondiente habilitación a través de una concesión, licencia o permiso otorgado por el Poder Ejecutivo, previa licitación pública⁷⁹.

b) Los distribuidores de gas natural están obligados a satisfacer toda demanda razonable del servicio⁸⁰ y pueden adquirir al efecto gas natural directamente de cualquier productor o comercializador⁸¹; cualquier consumidor puede también comprar gas directamente, pactando libremente las condiciones de transacción⁸²; los transportadores, en cambio, solo pueden adquirir gas para su propio consumo o para mantener el sistema en condiciones operables⁸³.

c) La capacidad de los gasoductos se vende en base firme o interrumpible, de acuerdo con el servicio contratado⁸⁴.

d) El régimen tarifario se estructuró sobre bases objetivas y eminentemente técnicas: (i) la tarifa resulta de sumar el precio del gas a las tarifas de transporte y distribución⁸⁵; (ii) debe cubrir los costos operativos y asegurar al

78 Cfr. el artículo 1.º de la Ley 24.076.

79 Cfr. el artículo 4.º de la Ley 24.076. Como es lógico, la norma deja expresamente a salvo del requisito del procedimiento licitatorio el caso de las concesiones de transporte otorgadas en favor del concesionario de explotación de un área hidrocarburífera, en los términos previstos en el artículo 28 de la Ley 17.319.

Las licencias de transporte de gas vigentes fueron otorgadas por un plazo de treinta y cinco años, con derecho a una prórroga por diez años adicionales (artículo 3.1 y 3.2 Licencia de Transporte, Subanexo 1, Reglas Básicas, Anexo A, aprobado por Decreto 2255/1992; B.O. 7/12/92). Las licencias de distribución de gas, por su parte, se extienden por idéntico plazo (artículo 3.1 y 3.2, Licencia de Distribución, Subanexo 1, Reglas Básicas, Anexo B, aprobado por Decreto 2255/1992).

80 Cfr. el artículo 25 de la Ley 24.076.

81 Cfr. el artículo 12 de la Ley 24.076.

82 Cfr. el artículo 13 de la Ley 24.076.

83 Cfr. el artículo 33 de la Ley 24.076.

84 Ver SACRISTÁN, ESTELA. Open seasons en la actividad de transporte de gas. Los contratos en firme y su crisis. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 1 (2014): 35-61.

85 Cfr. el artículo 37 de la Ley 24.076. En el caso del gas vendido por los distribuidores a los consumidores, el costo de adquisición del fluido por parte del distribuidor sería fiscalizado por el ENARGAS de modo de autorizar su traslado a la tarifa sólo hasta el límite de su equivalencia con los precios negociados por otros distribuidores en condiciones similares (cfr. el artículo 38, inciso c, de la Ley 24.076). Es lo que se conoce como la técnica del *pass through*.

transportador y al distribuidor una rentabilidad razonable⁸⁶; (iii) el ENARGAS debe ajustar periódicamente (cada cinco años) la escala tarifaria, sobre la base de una metodología con indicadores de mercado internacional que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de los servicios prestados, y que incluya un factor destinado a estimular la eficiencia⁸⁷; (iv) queda prohibido recuperar los costos atribuidos a un segmento de consumidores mediante tarifas cobradas a otros segmentos (subsidios cruzados)⁸⁸.

D. REGLAS DE ACCESO A LA CAPACIDAD DE LAS INFRAESTRUCTURAS

Los transportadores y distribuidores deben permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte y distribución disponible en sus respectivas redes, bajo las condiciones convenidas por las partes en el marco de las normas aplicables⁸⁹. La asignación de la capacidad de transporte ha quedado librada a las fuerzas del mercado, de modo que quien necesita capacidad en el sistema de transporte debe celebrar un contrato por transporte firme con la transportista.

El MRG no prevé consumos prioritarios para asignar la capacidad de transporte, ni tampoco exclusividades; en caso de faltantes de capacidad, la transportista debe iniciar un proceso de ampliación de la red. Durante el periodo de mayor intervención pública en el sector (años 2002 al 2015) se llevó adelante una política que se apartó notoriamente de este enfoque, pero en los años recientes se observa un retorno a las pautas sentadas por el referido régimen legal⁹⁰.

La construcción de nuevos gasoductos de transporte y la extensión de los existentes quedan a cargo del prestador del servicio en tanto estén previstas en el respectivo cronograma de inversiones y siempre que las ta-

86 Cfr. el artículo 38 de la Ley 24.076.

87 Cfr. los artículos 41, 42 y 52 incisos e) y f), de la Ley 24.076.

88 Cfr. el artículo 41, último párrafo, de la Ley 24.076.

89 Cfr. los artículos 26 y 27 de la Ley 24.076.

90 LEONARDO MASSIMINO analiza en detalle las medidas extraordinarias de intervención desplegadas durante el periodo señalado con particular referencia al principio de acceso abierto al sistema de transporte (ver su trabajo "El acceso abierto a los servicios públicos, con referencia al caso del gas natural. Situación actual y perspectivas" en la *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 6 (2015): 189-200.

rifas le aseguren recuperar el monto de la inversión, más una rentabilidad razonable⁹¹. El mismo criterio se previó, como principio, para el caso de la red de distribución, con la salvedad de que las empresas licenciatarias deben llevar a cabo todas las ampliaciones necesarias para proveer el servicio, a menos que la tarifa autorizada para la zona donde se solicite la extensión no proporcione los ingresos suficientes para financiar la construcción⁹². Las restantes obras deben acordarse entre el prestador y los interesados, con intervención del ENARGAS en caso de no arribarse a un acuerdo entre las partes⁹³. Puede decirse que la ampliación de la red descansa sustancialmente en la lógica del mercado⁹⁴.

V. COMERCIO DE GAS NATURAL (TRADING)

A. RÉGIMEN DEL MARCO REGULATORIO DEL GAS NATURAL (MRG)

El MRG contempla la figura del comercializador como uno de los sujetos de la ley que compra y vende gas natural por cuenta de terceros⁹⁵. Para desa-

91 Cfr. los artículos 16, 32 y 39 de la Ley 24.076. La reglamentación exige expresamente al transportador de tener que llevar a cabo obras de extensión de la red (Decreto 2255/1992, subanexo 1, Anexo "B", numeral 8.2, B.O. 7/12/92).

92 Cfr. la Ley 24.076, artículos 16, 25, 32 y 39, y Decreto 2255 de 1992, subanexo 1, Anexo "A", numeral 8.1.3)

93 Cfr. los artículos 16, 28 y 29 de la Ley 24.076. La ley autoriza a los consumidores que hagan uso del derecho de adquirir directamente el gas, a construir, a su exclusivo costo, sus propios ramales de alimentación para satisfacer sus necesidades de consumo (Ley 24.076, artículo 49). Para una exposición más completa de los mecanismos regulatorios para la ejecución y el financiamiento de obras de ampliación y extensión de infraestructuras de transporte y distribución de gas natural bajo la Ley 24.076 y sus normas reglamentarias, remito a HUBENAK, JUAN MANUEL. La regulación de los mercados y segmentos del gas natural y la energía eléctrica durante la emergencia pública. *Revista Argentina del Régimen de la Administración Pública*, 339 (2006): 3-63, 33, nota 116.

94 Se ha señalado con acierto que el régimen legal comentado apuntaba a la eficiencia, de modo que no se llevaran adelante obras de expansión que fuesen antieconómicas para el usuario y para la empresa prestataria. Ver, en este sentido, SACRISTÁN, ESTELA. *Régimen de las tarifas en los servicios públicos (Aspectos regulatorios, constitucionales y procesales)* (Buenos Aires: Ábaco de Rodolfo Depalma, 2007), 52.

95 Cfr. los artículos 9.º y 14 de la Ley 24.076. El artículo 1.º de la Resolución 421/1997 del ENARGAS (B.O. 11/2/97) exceptúa de la calificación de comercializador a las compañías distribuidoras o subdistribuidoras de gas por redes que compran y venden gas natural por cuenta y orden de terceros.

Los comercializadores de gas natural operan la compra-venta de gas natural y transporte tomando

rollar tal actividad, los comercializadores deben inscribirse en un Registro de Comercializadores y de Contratos de Comercialización, que funciona bajo la órbita del ENARGAS⁹⁶.

A partir de la desregulación del precio del gas, en 1994, está previsto que la compra venta de gas se realice a precios negociados libremente bajo dos modalidades: compras bajo contratos de largo plazo o en la modalidad *spot*.

La compra directa del gas a productores y comercializadores sin pasar por la distribuidora de la zona se conoce como *by pass* comercial⁹⁷. Los grandes usuarios pueden, además, construir sus propios ramales de alimentación para satisfacer sus necesidades de consumo, realizando una conexión directa al transportista o al productor, conocida como *by pass* físico.

Los segmentos a los que las distribuidoras revenden el gas que compran en el mercado mayorista constituyen el denominado Mercado Minorista Regulado, que comprende a los usuarios residenciales, comerciales, GNV, consumidores industriales, que no superan el umbral de consumo necesario para pasar a la categoría de grandes usuarios, y, por último, grandes usuarios que optan voluntariamente por ser provistos por su distribuidora zonal⁹⁸.

B. ALTERACIONES RESULTANTES DE LA LEY DE EMERGENCIA N.º 25.561. NUEVA DECLARACIÓN DE EMERGENCIA POR LEY N.º 27.541

Tras la sanción de la Ley 25.561^[99], la Secretaría de Energía de la Nación dictó un caudal importante de normas orientadas a fijar compulsivamente el destino del escaso gas, entonces disponible conforme a un orden de prioridades imperativamente establecido. Aun cuando la prelación de los consumidores sufrió variaciones a lo largo del tiempo, el régimen —pretendidamente

riesgos de precio y volúmenes, contribuyendo a la previsibilidad buscada por los productores y a la flexibilidad de precios, volúmenes, financiamiento y calidad de servicio necesaria para el cliente. De este modo, dan origen a un mercado secundario que incrementa la oferta.

96 Cfr. los artículos 4.º y 5.º de la Resolución 478/1997 del ENARGAS, (B.O. 30/7/97).

97 Anterior a la adquisición del gas al productor o comercializador, con una anticipación no menor a tres meses, los consumidores debían notificar su intención al ENARGAS y al Distribuidor correspondiente.

98 El mercado de grandes usuarios es un mercado voluntario de compra directa a los productores o comercializadores.

99 B.O. 7/12/02.

transitorio— aprobado estableció, en líneas generales, el siguiente orden de prioridades para la asignación del gas: (1) usuarios residenciales, (2) GNV, (3) grandes usuarios, (4) plantas de tratamiento, (5) usinas de generación eléctrica y (6) exportación¹⁰⁰.

A partir del 2016, el gobierno puso en marcha un proceso de normalización del régimen de despacho de gas natural, con vistas a superar las anomalías introducidas al sistema durante la vigencia de la emergencia declarada¹⁰¹. De ese modo, se fue avanzando hacia el reestablecimiento de la aplicación del MRG, mediante la contractualización del gas en los puntos de ingreso al sistema de transporte. Sin embargo, durante los últimos meses del 2019, anterior al cambio de gobierno derivado del resultado electoral y en razón del grave deterioro de la situación económica general, las autoridades decidieron suspender la actualización tarifaria prevista para comienzos de octubre.

El 21 de diciembre del 2019, el Congreso de la Nación dictó la Ley n.º 27.541¹⁰² por medio de la cual declaró la “emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social”, con vigencia hasta el 31 de diciembre del 2020, fecha esta última que fue luego prorrogada hasta el 31 de diciembre del 2021 por el Decreto n.º 1042/2020. En el marco de esa ley se delegó, entre otras cosas, al Poder Ejecutivo nacional “reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos”, y se lo facultó a “mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, [...] propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias”, así como también a intervenir el ENARGAS¹⁰³.

100 Ver Resolución 503/2004 (B.O. 26/5/04), Resolución 752/2005 (B.O. 23/5/05), Resolución 882/2005 (B.O. 18/7/05), Resolución 939/2005 (B.O. 4/8/05), Resolución 1329/2006 (B.O. 22/9/06), Resolución 599/2007 (B.O. 14/6/07), todas ellas de la Secretaría de Energía de la Nación, y, más recientemente, Resolución 1410/2010 del ENARGAS (B.O. 4/10/10).

101 Cabe citar, al respecto, la Resolución 89/2016 del Ministerio de Energía y Minería (B.O. 1/6/16), las Resoluciones 3833/2016 (B.O. 10/6/16) y 4502/2017 del ENARGAS (B.O. 7/6/17).

102 B.O. del 23 de diciembre del 2019.

103 Cfr. los artículos 2.º, 5.º y 6.º de la ley 27.541.

En ejercicio de tales facultades, por Decreto 278/2020^[104] el Poder Ejecutivo nacional dispuso la intervención del ENARGAS por el plazo de un año, plazo que fue luego prorrogado por otro año por Decreto 1020/2020^[105]. En virtud de este último se determinó, asimismo, dar inicio y encomendar al ENARGAS la realización del proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, así como suspender en el ínterin los acuerdos de renegociación preexistentes (que habían concluido con la aprobación de las pertinentes Revisiones Tarifarias Integrales) y prorrogar la decisión de mantener los valores tarifarios vigentes¹⁰⁶.

A su vez, a fines de marzo del 2020 y con motivo de la pandemia de la covid-19, por Decreto de Necesidad y Urgencia se dispuso que, por un plazo de ciento ochenta días, las empresas prestadoras de servicios de gas no podrían cortar el servicio por falta de pago a personas consideradas vulnerables¹⁰⁷.

C. CREACIÓN DEL MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS

Por medio del Decreto 180/2004^[108] se creó el Mercado Electrónico de Gas (MEG), orientado a transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural, así como coordinar en forma centralizada y exclusiva las transacciones de los mercados de plazo diario o inmediato (mercados *spot*) de gas natural, y de los mercados secundarios de transporte y distribución de gas natural. A partir de su entrada en vigencia, todas las transacciones en materia de gas natural deben registrarse en el MEG. Las empresas licenciatarias de los servicios de transporte y distribución de gas continúan, no obstante, siendo las responsables del despacho físico del gas¹⁰⁹.

La operación del MEG está a cargo de Mercado Electrónico de Gas Sociedad Anónima (MEGSA), sociedad anónima constituida especialmente al

104 B.O. del 17 de marzo del 2020.

105 B.O. del 17 de diciembre del 2020.

106 Cfr. los artículos 1.º, 2.º y 11 del Decreto 1020/2020.

107 Cfr. Decreto 311/2020, B.O. del 25 de marzo del 2020. El plazo de ciento ochenta días ha sido prorrogado por sucesivos decretos, por lo que la medida se mantiene vigente a la fecha en que se escriben estas líneas.

108 B.O. 16/2/04.

109 Cfr. los artículos 11, 19 y concordantes del Decreto 180/2004.

efecto, controlada por la Bolsa de Comercio de Buenos Aires como accionista principal¹¹⁰.

D. COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

En lo que respecta al mercado internacional del gas natural, el MRG establece que las importaciones de gas pueden realizarse libremente, en tanto que para las exportaciones se prevé un procedimiento para la obtención de una autorización específica¹¹¹.

El régimen reglamentario aplicable a la exportación de gas pone énfasis en el principio de que las autorizaciones de exportación de gas natural no deben poner en riesgo la seguridad del abastecimiento interno. En él se contemplan operaciones de exportación de corto y largo plazo, firmes e interrumpibles, exportaciones estivales y autorizaciones de intercambios operativos¹¹².

VI. SUMINISTRO A LOS CLIENTES FINALES

A. LIBERALIZACIÓN DE LA INDUSTRIA DE GAS

I. EL CUASIMONOPOLIO ESTATAL DURANTE LA TOTALIDAD DEL SIGLO XX

De 1920 a 1990, el Gobierno argentino monopolizó la industria del petróleo y del gas, sin otorgar concesiones a particulares¹¹³, con la única salvedad de una limitada actividad dejada en manos de contratistas privados en la segunda mitad del siglo.

¹¹⁰ Cfr. el artículo 8 del Decreto 180/2004. Para mayor información sobre el Mercado Electrónico de Gas, consultar el sitio www.megsa.com.ar.

¹¹¹ Según el artículo 3.º de la Ley 24.076, "quedan autorizadas las importaciones de gas natural sin necesidad de aprobación previa. Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno. El silencio, en tal caso, implicará conformidad. Los importadores y exportadores, deberán remitir al Ente Nacional Regulador del Gas una copia de los respectivos contratos".

¹¹² Cfr. el Procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural, anexo a la Resolución 104/2018 del Ministerio de Energía de la Nación (B.O. 22/8/18).

¹¹³ Solo algunas zonas marginales, al amparo del Código de Minería.

La empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) se hizo cargo de la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, así como de su refinación y comercialización. Gas del Estado (Gas del Estado S. E.), por su parte, asumió el transporte y distribución del gas natural, previa compra del gas a las empresas productoras de hidrocarburos, principalmente a YPF. Este cuasimonopolio estatal arrojó resultados poco satisfactorios.

En 1976, se resolvió autorizar a YPF a celebrar contratos de extracción de hidrocarburos con empresas privadas. En 1978, la Ley 21.778^[114] (Ley de Contratos de Riesgo) habilitó a YPF a acordar con empresas privadas contratos destinados a la exploración y explotación de hidrocarburos. En la década de 1980, la necesidad de reactivar el sector se hizo evidente, lo cual impulsó a lanzar diversos planes y esquemas de participación de empresas privadas en el sector. Sin embargo, tales iniciativas no proporcionaron reglas claras y estables, lo cual explica los exiguos resultados alcanzados. Se llegó así a una situación de desinversión progresiva, deterioro en la calidad de prestación de los servicios involucrados, dificultades en el abastecimiento de petróleo, caída en las reservas y faltantes de gas durante los picos de demanda invernales, fundamentalmente debido a carencias en la infraestructura de transporte de gas.

II. LA OLA PRIVATIZADORA DE LA DÉCADA DE 1990

Las dos empresas estatales aludidas fueron privatizadas a comienzos de los años noventa del siglo XX, en el marco de la profunda reforma del Estado emprendida al amparo de la Ley 23.696^[115]. Tal decisión importó el traspaso de sus activos al sector privado y la consiguiente retirada del Estado de la actividad hidrocarburífera. El nuevo modelo regulatorio instaurado se basó en mecanismos de mercado¹¹⁶, libre disponibilidad de los hidrocarburos¹¹⁷, libre acceso a las instalaciones de transporte¹¹⁸, estabilidad tributaria y otras garantías.

114 B.O. 20/4/78.

115 B.O. 23/8/89.

116 Cfr. el artículo 1.º del Decreto 1212/1989 (B.O. 14/11/89).

117 Decretos 1055/89 (B.O. 12/10/89) y 1216/90 (B.O. 29/6/90).

118 Decreto 44/91 (B.O. 11/1/91), modificado parcialmente por Decreto 115/2019 (B.O. 8/2/19).

Este giro se enmarcó en el proceso de profundas reformas encaradas durante los años noventa del siglo XX. A partir de entonces, el Estado dejó de participar directamente como productor de bienes o prestador de servicios, pasando esas actividades al sector privado mediante distintos procesos de liberalización o desregulación, privatización y despublicación, reservándose exclusivamente las funciones de regulación y control. El sector de los hidrocarburos no escapó a este amplio proceso de desregulación y privatización.

En el 1992, se dictó el MRG, por el cual se reestructuró el sector de gas natural. Con la política desreguladora también se privatizó YPF, para ese entonces una sociedad ciento por ciento estatal. Tal transformación se produjo a través de la venta de su paquete accionario y de sus activos a capitales privados nacionales e internacionales, ingresando la empresa española Repsol como principal accionista.

Por cuanto concierne al transporte y a la distribución de gas, su régimen pasó a estar claramente imbuido de los postulados del principio de subsidiariedad¹¹⁹, a punto tal que el legislador sentó como una de sus premisas básicas que el Estado nacional y las provincias solo estarían habilitadas para proveer esos servicios por o a través de organismos o empresas bajo su dependencia ante la inexistencia de empresas privadas en condiciones de hacerse cargo de su prestación¹²⁰.

El Estado se retiraba, de este modo, del rol empresarial que había venido desempeñando durante décadas, y pasaba a velar por el interés público comprometido desde el lugar del regulador, tarea que en el caso del gas fue encomendando al ENARGAS.

III. LA CRISIS DE COMIENZOS DEL SIGLO XXI: EL REGRESO AL INTERVENCIONISMO

La Ley 25.561 comportó, sin embargo, un punto de inflexión en la dinámica de la intervención del Estado en la economía en general. En un contexto de aguda crisis, el Congreso de la nación declaró "la emergencia pública en

119 La doctrina especializada ha destacado, en efecto, la importancia central del principio de subsidiariedad como uno de los ejes sobre los que se estructuró el proceso de privatización y de reforma del Estado promovido en el marco de la Ley 23.696 de 1989. Ver, por todos, CASSAGNE, JUAN CARLOS. *Curso de derecho administrativo*, tomo II, 11.ª edición (Buenos Aires: 2016), 169-173.

120 Cfr. el artículo 1.º de la Ley 24.076.

materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria” y delegó al Poder Ejecutivo nacional una serie de facultades con miras a procurar superarla¹²¹. A lo largo de más de una década, al marco regulatorio estructurado en los años noventa del siglo xx se superpusieron un cúmulo de regulaciones —en muchos casos distorsivas de las reglas del mercado— caracterizadas por un intenso grado de intervención estatal en la producción, captación y tratamiento del gas¹²².

El proceso de renegociación de los contratos públicos inaugurado por la Ley 25.561 involucró a aquellos celebrados por el Estado nacional con las empresas que asumieron la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural. Dicho proceso de renegociación debía cerrarse en un periodo de ciento veinte días¹²³, plazo que no se cumplió en ningún caso, sino que se extendió por más de tres lustros.

Como no podía ser de otro modo, este dilatado trámite de revisión contractual mantuvo en suspenso durante su transcurso algunas de las variables esenciales de los contratos involucrados, entre ellas los ajustes quinquenales de las tarifas de transporte y distribución previstos en el marco regulatorio¹²⁴, provocándose así una profunda distorsión de las respectivas ecuaciones económicas contractuales, ya que la ley exigía a las empresas mantener el flujo de sus inversiones¹²⁵. De allí que, en algunos casos, con vistas a garantizar la continuidad de la prestación del servicio, se hizo necesario disponer ajustes transitorios para afrontar obras que no admitían mayor postergación¹²⁶.

¹²¹ Cfr. el artículo 1.º de la Ley 25.561.

¹²² Ver al respecto DE LA RIVA, IGNACIO M. Hidrocarburos del Estado subsidiario al Estado interventor. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 2 (2014): 21-52. PAYAROLA, IGNACIO. Mercado del gas natural: crónica de una muerte anunciada y el punto de inflexión para el resurgimiento. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 17 (2018): 75-101.

¹²³ Cfr. el artículo 2.º del Decreto 293/2002 (B.O. 14/2/02).

¹²⁴ Cabe recordar, en este sentido, que en atención a que se encontraba en curso el proceso de renegociación de los contratos públicos, el Ministerio de Economía de la Nación ordenó a todos los órganos pertenecientes a la Administración Pública, incluidos aquellos que ejercen funciones regulatorias, que se abstuvieran de adoptar cualquier decisión que pudiese afectar directa o indirectamente los precios y tarifas de los servicios públicos, y dispuso expresamente la suspensión de todos los procesos de revisión tarifaria normativamente previstos (ver los artículos 1.º y 2.º de la Resolución 38/2002 del citado Ministerio; B.O. 28/5/02).

¹²⁵ Cfr. el artículo 10 de la Ley 25.561.

¹²⁶ Tal ha sido el caso, por ejemplo, de Distribuidora de Gas Cuyana S. A. (Decreto 235/2009; B.O. 8/4/90), Metrogas S. A. (Decreto 234/2009; B.O. 14/4/09), Gasnor S. A. (Decreto

Al influjo de la misma corriente intervencionista, la Ley 26.741 dispuso la expropiación de las acciones de Repsol YPF S. A. representativas del 51 % del patrimonio de YPF S. A. y de YPF GAS S. A., que quedaron desde entonces en manos del Estado, devenido —nuevamente— principal accionista del grupo empresario del sector más importante de la Argentina. Semejante cambio accionario supuso, como se comprenderá, una significativa modificación del panorama y de la dinámica de la industria.

El régimen de emergencia bajo el cual se produjo este grave desajuste del modelo se extendió, a través de sucesivas prórrogas, hasta fines del 2017^[127]. Sin embargo, desde finales del 2015, las políticas desplegadas a través de múltiples leyes, decretos, resoluciones ministeriales y actos administrativos fue procurando reestablecer un marco de menor intervención en los tramos desregulados de la industria y de mayor coherencia con el MRG en los segmentos regulados. Con ese espíritu, por ejemplo, se aprobaron incrementos en las tarifas de transporte y distribución de gas natural, se concluyeron los procesos de renegociación de los contratos públicos, y se avanzó hacia la normalización de los precios del gas natural a través de mecanismos de libre mercado.

No obstante, a partir de la emergencia declarada por el Congreso a fines del 2019, en virtud del dictado de la Ley n.º 27.541 (ya mencionada) y de su subsiguiente declaración de la emergencia sanitaria por el Decreto n.º 260/20 con motivo de la pandemia covid-19, se produjo un claro viraje frente a la política comentada en el párrafo anterior, conforme ya ha sido explicado páginas más arriba.

B. RÉGIMEN FISCAL

En el sistema federal argentino, la nación, las provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los municipios están facultados a ejercer poderes de

¹²⁷ 1919/2009; B.O. 9/12/09), Transportadora de Gas del Norte S. A. (Decreto 458/2010; B.O. 8/4/10) y Transportadora de Gas del Sur S. A. (Decreto 1918/2009; B.O. 9/12/09).
Ver las sucesivas prórrogas dispuestas por las Leyes 25.820 (B.O. 4/12/03), 25.972 (B.O. 17/12/04), 26.077 (B.O. 10/1/06), 26.204 (B.O. 20/12/06), 26.339 (B.O. 4/1/08), 26.456 (B.O. 16/12/08), 26.563 (B.O. 22/12/09), 26.729 (B.O. 28/12/11), 26.896 (B.O. 22/10/2013) y 27.200 (B.O. 4/11/15), la última de las cuales extendió la vigencia de la emergencia declarada hasta el 31 de diciembre del 2017.

tributación¹²⁸. Antes de ingresar a examinar las especificidades de la carga tributaria que grava a la industria del gas, conviene dar un panorama de los tributos vigentes de mayor relevancia que rigen, con carácter general, para sujetos “empresas” en cada uno de los tres órdenes señalados¹²⁹.

En la esfera nacional, cabe hacer mención de los siguientes tributos: (i) impuesto a las ganancias (que grava a un 30% las ganancias netas obtenidas en el país y en el exterior, con la posibilidad de tomar como pago a cuenta las sumas abonadas por gravámenes análogos en el extranjero) que se complementa con un impuesto sobre las distribuciones de utilidades o dividendos (del 7%)¹³⁰; (ii) impuesto al valor agregado (sobre la base de una alícuota general del 21%), (iii) del impuesto sobre los bienes personales (0.25% sobre valor patrimonial proporcional de la participación), (iv) impuestos sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias (0.6% sobre cada débito/crédito), (v) contribuciones a la seguridad social (con reducciones paulatinas hasta 19.5% para el 2022) y de los tributos aduaneros sobre importaciones de bienes y exportaciones de bienes y servicios (en su mayoría, *ad valorem*).

Por su parte, de entre los tributos provinciales destacan el impuesto sobre los ingresos brutos (con alícuotas que oscilan entre el 3% y el 5%), el impuesto de sellos y el impuesto inmobiliario.

Finalmente, en la órbita municipal sobresalen la tasa de inspección de seguridad e higiene, los derechos de publicidad y propaganda, y la tasa por ocupación o utilización del dominio público¹³¹.

128 Cfr. los artículos 4, 75, incisos 1.º, 2.º y 30, 121 y 129 de la Constitución Nacional.

129 Los sujetos empresas comprende a las sociedades en general, fideicomisos, fondos comunes de inversión, establecimientos estables de sujetos residentes en el exterior y explotaciones unipersonales.

130 Actualmente, se encuentra bajo análisis del Congreso Nacional un proyecto de ley —con altas posibilidades de ser aprobado— que contempla una alícuota del 25% para pequeñas empresas con ganancias netas anuales hasta \$ 1 300 000. Aquellos con ganancias netas entre \$ 1 300 000 y \$ 2 600 000, un monto fijo de \$ 325 000 más uno variable del 30% sobre el excedente de \$ 1 300 000. Aquellos con ganancias netas anuales superiores a \$ 2 600 000, tributarían un fijo de \$ 715 000 más un variable del 35% sobre lo que exceda \$ 2 600 000. En todos los casos, la alícuota sobre distribuciones de utilidades se mantiene en 7%. En caso que este proyecto sea aprobado, la tasa integrada de impuesto a las ganancias sería del orden 39.55% para grandes empresas con utilidades superiores a \$ 2 600 000 netos anuales.

131 Cfr. DEMARTINO, JULIETA y YOLIS, LISANDRO. Tributación y otras cargas sobre la energía (Una descripción de la legislación aplicable). *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 18 (2018): 40-68; y YOLIS, LISANDRO. La regulación de la tributación energética. En FERRARA, P. (coord.), *Tratado de la regulación de la energía*, Tomo 2, (Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”), 702-720.

Por cuanto concierne a la industria del gas, es preciso hacer las siguientes salvedades.

La LFH prevé un régimen de estabilidad tributaria en favor de los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación, en virtud del cual estos no pueden ver alterada la carga tributaria general durante la vigencia de sus respectivos títulos, salvo por tasas retributivas de servicios o contribuciones de mejoras o incrementos generales de impuestos. La propia ley establece un impuesto especial a la renta, que grava la utilidad neta obtenida en el ejercicio de la actividad como permisionario o concesionario¹³².

En cuanto a las regalías, durante el periodo inicial de los permisos y concesiones llegan hasta el 12 % del valor boca de pozo de los hidrocarburos producidos, pudiendo eventualmente ser reducidas por la legislación provincial hasta un 5 %^[133]. De extenderse la vigencia de la concesión, tal porcentaje máximo se incrementa en un 3 % tras la primera prórroga, y otro tanto en caso de producirse una segunda prórroga. De allí en más, de existir nuevas prórrogas la alícuota máxima a cargo del concesionario no podrá superar el 18 % del valor de los hidrocarburos extraídos¹³⁴.

Los concesionarios pueden, también, verse expuestos al pago de un bono frente a la prórroga de la concesión o a la realización de actividades de explotación convencional dentro de áreas catalogadas como de explotación no convencional¹³⁵.

¹³² Cfr. el artículo 56 de la Ley 17.319.

¹³³ Cfr. los artículos 59 y concordantes de la Ley 17.319.

¹³⁴ Cfr. el artículo 59 de la Ley 17.319, modificado por el artículo 16 de la Ley 27.007.

En cualquier caso, la ley autoriza al Poder Ejecutivo de la jurisdicción pertinente a reducir hasta el 5 % la alícuota que corresponda aplicar para el cálculo de las regalías, en tanto la productividad, condiciones y ubicación de los pozos lo justifiquen (ver el artículo 59, citado). En forma análoga, el régimen contempla un tratamiento preferencial para los Proyectos de Producción Terciaria, Petróleos Extra Pesados y Costa Afuera, para los cuales la autoridad de aplicación respectiva puede reducir las regalías hasta un 50% en razón de su menor productividad, de su desfavorable ubicación, o de sus características técnicas y económicas desventajosas.

Con un claro propósito de alentar la explotación no convencional, la reforma introducida por la Ley 27.007 prevé que quienes soliciten una concesión de ese tipo dentro de los treinta y seis meses de la entrada en vigencia de la ley, podrán, a su vez, gozar de una reducción de hasta el 25% en el monto de las regalías debidas durante los diez años siguientes a la finalización del proyecto piloto, sujeto a que así lo disponga el Poder Ejecutivo nacional o provincial correspondiente (artículo 6 de la Ley 27.007).

¹³⁵ El "bono de prórroga" no podrá superar el que resulte de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del periodo de vigencia de la concesión, por el 2 % del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos años anteriores al momento

Adicionalmente, los titulares de permisos de exploración o de concesiones de explotación también deben hacer frente al pago de un canon anual, como contraprestación de las tareas de fiscalización a cargo de la autoridad de aplicación. Este canon se calcula en función de los kilómetros cuadrados de las áreas de exploración o producción asignadas¹³⁶.

La comercialización de gas y sus derivados están sujetos al siguiente tratamiento específico:

(i) Las exportaciones de gas deben tributar un derecho aduanero que se determina tomando los valores "ICE Brent primera línea" (valor base, valor de referencia, precio internacional). El derecho de exportación es del 0% cuando el precio internacional sea igual o inferior al valor base. El derecho es del 8% cuando el precio internacional sea igual o superior al valor de referencia¹³⁷. Por disposición de la Ley 27.541—Emergencia Pública— (art. 52), el derecho de exportación para hidrocarburos y minería no podrá ser superior al 8% del valor imponible o del precio oficial FOB. El mismo artículo dispone que los derechos de exportación de hidrocarburos no podrán disminuir el valor de Boca de Pozo para el cálculo y pago de las regalías provinciales.

(ii) Para el impuesto al valor agregado, se aplica una alícuota general del 21%, aunque agravada del 27% para las ventas de gas reguladas por

de la prórroga. Por su parte, el "bono de explotación" es un gravamen que se impone sobre las actividades complementarias de explotación convencional que los concesionarios, eventualmente, lleven a cabo en áreas de concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, luego de vencido el plazo de vigencia de la concesión de explotación convencional oportunamente otorgada. El monto de este bono resultará de multiplicar el valor de las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del periodo de vigencia de la concesión oportunamente otorgada, por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos años anteriores al momento del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional (artículo 15, segundo párrafo, de la Ley 27.007. Tal criterio de cálculo del bono en cuestión puede dificultarse frente a la práctica frecuente de las provincias de otorgar prórrogas con varios años de anticipación al vencimiento de la concesión).

¹³⁶ Cfr. los artículos 57 y 58 de la Ley 17.319. El marco legal vigente contempla la posibilidad de que los permisionarios compensen las sumas debidas por este concepto con inversiones realizadas en exploración dentro de las áreas a su cargo. Tal facultad, sin embargo, solo podrá ejercerse con relación al canon correspondiente al segundo periodo del plazo básico de vigencia del permiso y al periodo de prórroga, y en ningún caso podrá extenderse sobre la totalidad del canon adeudado, sino que al menos un 10% de este deberá ser abonado por el permisionario (ver el artículo 14 de la Ley 27.007).

¹³⁷ Fijado por Decreto 488/2020 (B.O. 19/5/20).

medidor y una reducida del 10.5 % para la venta e importación de propano, butano y gas licuado de petróleo. El impuesto al valor agregado (IVA) no se aplica sobre las exportaciones de gas en todas sus variantes.

(iii) La carga tributaria indirecta del gas con destino a combustibles se encuentra complementada por el impuesto sobre los combustibles líquidos e impuesto sobre el dióxido de carbono —antes denominado impuesto sobre los combustibles líquidos y el gas natural—¹³⁸ y el impuesto sobre el gasoil y el gas licuado de petróleo¹³⁹. Estos inciden en una única etapa de circulación y no se aplican sobre las exportaciones de gas.

C. SEGURIDAD DEL SUMINISTRO Y OTRAS OBLIGACIONES DE SERVICIO PÚBLICO

La LFH consagra el principio de la prioridad del abastecimiento interno¹⁴⁰. En línea con esta regla, el MRG supedita el otorgamiento de autorizaciones de exportación de gas a que no afecte el abastecimiento de la demanda interna¹⁴¹.

El propio MRG contiene también algunas disposiciones expresamente orientadas a proveer a la seguridad del suministro. Por ejemplo, en materia tarifaria prevé que los servicios prestados por los transportistas distribuidores serán remunerados con tarifas que conlleven el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento¹⁴².

Por otra parte, las normas de despacho de gas han puesto siempre particular atención en procurar garantizar la mayor seguridad, confiabilidad y velocidad de respuesta de los sistemas de transporte y distribución de gas natural, con el objetivo de preservar el abastecimiento de servicios de acuerdo con sus prioridades¹⁴³. A raíz de la situación de escasez de gas natural vivida en el país a partir del 2004, se dictaron una serie de normativas complementa-

138 Ley 23.966 (B.O. 20/8/91) —con las modificaciones introducidas por la Ley 27.430 (B.O. 29/12/17)—.

139 Ley 26.028 (B.O. 6/5/05). Esta ley fue derogada por el art. 147 de la Ley 27.430 con efectos a partir del 1.º de marzo del 2018.

140 Cfr. el artículo 6.º de la Ley 17.319.

141 Cfr. el artículo 3.º de la Ley 24.076.

142 Cfr. el artículo 38, inciso d), de la Ley 24.076.

143 Cfr. el Reglamento Interno de los Centros de Despacho aprobado por la Resolución 716/1998 del ENARGAS (B.O. 5/10/98).

rias con vistas a garantizar, en primer término, el abastecimiento de lo que se dio en llamar la “demanda prioritaria” (dentro de la cual se ubica el consumo residencial), a través de mecanismos compulsivos de redireccionamiento del gas disponible hacia ese segmento de la demanda, con carácter prioritario¹⁴⁴. A partir del 2016, se morigeró la imperatividad de esas medidas, a través de normas orientadas a facilitar la normalización del abastecimiento de la demanda prioritaria por parte de las empresas distribuidoras de gas natural, propendiendo a la contractualización de los volúmenes de gas destinados a satisfacer dicha demanda¹⁴⁵. En la actualidad, está en proceso de elaboración un nuevo régimen de despacho del gas natural¹⁴⁶.

Finalmente, el ENARGAS ha dictado diversas normas de carácter reglamentario específicamente referidas a cuestiones de seguridad de las instalaciones de transporte, distribución, almacenamiento y distintos artefactos relativos al gas natural, identificadas como “normas NAG” (sigla que alude a Norma Argentina Gas), las cuales integran el así llamado Código Argentino de Gas - NAG. De entre ellas, en relación con el tema que nos ocupa cabe destacar las normas argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías (NAG-100).

D. PROTECCIÓN DE LOS CONSUMIDORES

En Argentina, el régimen de protección de los usuarios se conforma por un universo de normas de diversa jerarquía y naturaleza, tales como la Constitución Nacional (artículos 42 y 43), ciertos tratados internacionales de protección de derechos humanos¹⁴⁷ de jerarquía constitucional¹⁴⁸, las constituciones provinciales y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los

¹⁴⁴ Cfr., en particular, los Decretos 180/2004 y 181/2004 (B.O. 16/2/04), la Resolución 599/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación y la Resolución 1410/2010 del ENARGAS.

¹⁴⁵ Cfr. la Resolución 89/2016 del Ministerio de Energía y Minería, y las Resoluciones 3833/2016, 4502/2017 y 124/2018 del ENARGAS (B.O. 29/6/18).

¹⁴⁶ Ver el procedimiento de consulta sobre el proyecto de norma NAG-601 (2019) “Norma de Despacho de Gas Natural”, puesto en marcha por la Resolución 108/2019 del ENARGAS (B.O. 8/3/19).

¹⁴⁷ Ver PÉREZ HUALDE, ALEJANDRO. Sistema de protección constitucional del usuario de los servicios públicos: fundamentos y dificultades. Academia Nacional de Derecho y Ciencias Sociales de Córdoba, 2006. Disponible en <https://www.acaderc.org.ar/wp-content/blogs.dir/55/files/sites/55/2021/03/artsistemadeproteccionconstitucionalusuario.pdf>

¹⁴⁸ Cfr. el artículo 75, inciso 22, de la Constitución Nacional.

marcos regulatorios sectoriales nacionales, provinciales y municipales, la Ley 27.442 (Ley de Defensa de la Competencia)¹⁴⁹, la Ley 24.240 (Ley de Defensa del Consumidor)¹⁵⁰ y las normas provinciales y municipales que implementan esta última.

El objetivo final que se persigue a través de todo este vasto complejo normativo, cuya piedra angular radica en el artículo 42 de la Constitución Nacional, es la protección de la salud, la integridad física y el patrimonio de los usuarios y el aseguramiento de un servicio público en condiciones de calidad y eficiencia.

El MRG contiene mínimas previsiones tendientes a la protección de los usuarios. Por tal motivo, son de aplicación las disposiciones de la Ley 24.240^[151], ley que en el 2008 fue objeto de una muy importante reforma legislativa¹⁵² en virtud del dictado de la Ley 26.361^[153], la cual produjo, en lo que concierne a la protección de los usuarios de los servicios públicos, dos modificaciones sumamente relevantes: 1) dispuso la aplicación directa de las normas de la legislación tuitiva de los consumidores a los usuarios de servicios públicos¹⁵⁴ y 2) habilitó a las autoridades administrativas de aplicación de la legislación de defensa del consumo para intervenir en la resolución de los conflictos entre usuarios y prestadores, sumándose de este modo a la tarea propia de los entes reguladores de cada servicio público¹⁵⁵.

¹⁴⁹ B.O. 15/5/18.

¹⁵⁰ B.O. 15/10/93, modificada por las Leyes 24.787 (B.O. 2/4/97) 24.999 (B.O. 30/7/99) y 26.361 (B.O. 7/4/08).

¹⁵¹ PERRINO, PABLO E. Algunos comentarios acerca del régimen jurídico de protección de los usuarios de servicios públicos. AA. VV., *Derechos, garantías y potestades en los contratos públicos* (Buenos Aires: RAP, 2014), 75-96.

¹⁵² Ver ALTERINI, ATILIO ANÍBAL. Las reformas a la ley de defensa del consumidor. Primera lectura, 20 años después. LL, 2008-B, 1239. VÁZQUEZ FERREYRA, ROBERTO A. y AVALLE, DAMIÁN. Reformas a la ley de defensa de los consumidores y usuarios. LL 2008-D, 1063.

¹⁵³ B.O. del 7/04/08.

¹⁵⁴ Con anterioridad a la reforma del 2008 la Ley 24.240 era aplicable en forma subsidiaria a los servicios públicos domiciliarios con legislación específica y cuya actuación estuviera controlada por los organismos reguladores (art. 25, 2.º párr.).

¹⁵⁵ Las razones que se invocaron para efectuar las mencionadas reformas legislativas, acaecidas en el marco de un clima político no favorable a los servicios públicos privatizados durante la década de los noventa y a la labor de los entes reguladores, fue la existencia de fallas en el diseño de algunos marcos regulatorios y de malas prácticas de muchos organismos reguladores, que resintió la tutela de los usuarios de los servicios públicos CICERO, NIDIA K. La reforma de la Ley de Defensa del Consumidor y su impacto en el régimen de los servicios públicos. JA 2009-I-1198.

E. INTERVENCIÓN PÚBLICA SOBRE LOS PRECIOS

A partir de la desregulación vivida en los años noventa del siglo XX, se instauró en la Argentina un régimen de libertad de precios de hidrocarburos líquidos y gaseosos en boca de pozo. Sin embargo, luego de una década y en el marco de la emergencia declarada por la Ley 25.561, la libertad contractual legalmente establecida dejó paso a una nueva etapa de intervencionismo estatal sobre los precios, que se inauguró con la “pesificación” de las obligaciones asumidas en moneda extranjera dispuesta por la misma ley. Semejante decisión proyectó sus efectos no solo sobre los precios pactados en el marco de los contratos de venta de gas para entonces en curso, sino que también afectó los valores tarifarios del transporte y distribución de gas natural en vigor. Por efecto de la normativa legal antedicha, los referidos precios y tarifas se vieron considerablemente mermados, lo cual dio lugar a un incremento exponencial de la demanda del gas, imposible de satisfacer con la producción local.

El ostensible retraso de los precios del gas natural en boca de pozo que se fue acumulando en los años siguientes puso en jaque la rentabilidad de la actividad extractiva, resintiendo el flujo de inversiones necesario para mantener niveles de producción adecuados. Esta dinámica se vio también alentada por el cierre del mercado de exportación de gas, que impidió compensar a través de ventas externas mejor remuneradas la depreciación del precio del gas en el mercado interno.

En lugar de recomponer las condiciones de mercado en los tramos competitivos y de acelerar el trámite de renegociación de los contratos públicos en orden a reestablecer la dinámica tarifaria prevista en el MRG, el gobierno decidió transitar un proceso de recomposición progresiva del precio del gas a partir de un preconcebido “sendero de precios”, con la aspiración de alcanzar de forma paulatina valores más razonables¹⁵⁶. Inicialmente, dicho esquema se adoptó como algo temporal y con base en consensos entre el Estado y los productores¹⁵⁷, pero más tarde se articuló a través de precios

¹⁵⁶ Cfr. los artículos 1.º y 2.º del Decreto 181/2004.

¹⁵⁷ “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, Dispuesto por el Decreto 181/2004”, aprobado por la Resolución 208/2004 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 23/2/04).

impuestos por la autoridad estatal y sin sujeción a plazo alguno¹⁵⁸. En paralelo, las autoridades decidieron compensar con subsidios al consumo el costo creciente de la importación de volúmenes cada vez más considerables de gas natural. Con el pasar de los años, el peso económico para el erario de esta política cobró proporciones inusitadas.

Este ciclo empezó a revertirse a partir del 2014, con ocasión de aprobarse un régimen de racionalización del consumo de gas natural a través de un severo ajuste de los precios de cuenca del gas natural acompañado de esquema de precios bonificados para quienes redujesen sus niveles de consumo¹⁵⁹. Los precios resultantes fueron trasladados a los cuadros tarifarios aprobados por el ENARGAS¹⁶⁰. Este proceso de normalización se retomó durante el periodo 2016-2019, a través de sucesivas resoluciones¹⁶¹ orientadas al propósito de reestablecer el sistema de libertad de negociación de los precios previsto en el MRG. Además, para el caso particular de las empresas distribuidoras de gas natural por redes, a comienzos del 2019, se instauró un procedimiento de concurso de precios a través del MEG para la provisión de gas natural en condición firme para la atención de la demanda abastecida por dichas distribuidoras, el cual se llevó a cabo en febrero del 2019^[162].

¹⁵⁸ Resoluciones 599/2007 y 172/2011 (B.O. 17/5/11), ambas de la Secretaría de Energía de la Nación.

Si bien la primera de ellas homologa una "Propuesta para el Acuerdo con Productores de Gas Natural", la forma en que fue instrumentada permite sostener que estos últimos tenían escaso margen para no adherir a la proposición recibida, lo cual hace del texto finalmente acordado un documento sustancialmente impuesto a aquéllos por el Estado.

En cuanto a la vigencia indefinida de la política implementada, aun cuando el artículo 1.º de la Resolución 172/2011 de la Secretaría de Energía de la Nación dispone extender "temporalmente" las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/2007 ya mencionada, el mismo precepto aclara a continuación que ello se mantendrá "hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen".

¹⁵⁹ Cfr. la Resolución 226/2014 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 7/4/14).

¹⁶⁰ Resoluciones 2843/2014 (B.O. 7/4/14), 2844/2014 (B.O. 7/4/14), 2845/2014 (B.O. 7/4/14), 2846/2014 (B.O. 7/4/14), 2847/2014 (B.O. 7/4/14), 2848/2014 (B.O. 7/4/14), 2849/2014 (B.O. 10/4/14), 2850/2014 (B.O. 10/4/14), 2851/2014 (B.O. 9/4/14) y 2852/2014 (B.O. 10/4/14), todas ellas dictadas por el ENARGAS.

¹⁶¹ Resoluciones 28/2016 (B.O. 1/4/16), 34/2016 (B.O. 1/4/16), 212/2016 (B.O. 7/10/16), 74/2017 (B.O. 31/3/17) y 474/2017 (B.O. 1/12/17), todas ellas del Ministerio de Energía y Minería de la Nación y Resolución 14/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía (B.O. 27/9/18).

¹⁶² Cfr. la Resolución 32/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (B.O. 11/2/19).

No puede dejar de señalarse la existencia de distintos programas de incentivos creados por el Gobierno nacional desde el 2015 en adelante, tendientes a promover el incremento de la producción de gas natural a través de garantizar a los productores que aumentasen los volúmenes de su producción una compensación en dinero calculada en función de la diferencia entre el precio efectivo de venta del gas y un valor de referencia garantizado¹⁶³.

F. EL DISTRIBUIDOR-SUMINISTRADOR VIRTUAL

Los gasoductos virtuales¹⁶⁴ que operan en la Argentina se circunscriben al Gas Natural Comprimido (GNC) a granel y al GLP, este último para satisfacer la demanda de usuarios que no tienen acceso a la red de gas natural (usuarios residenciales, comerciales, agropecuarios e industrial). El transporte de tales productos, sea a granel o envasado (en garrafas, cilindros o tanques de GLP), se realiza a través de camiones diseñados al efecto¹⁶⁵.

En la actualidad, existen algunos proyectos de gasoductos virtuales con GNL a través de la captura de gas en boca de pozo, su compresión, transporte e inyección en el gasoducto. Tal modalidad resulta apropiada para aquellos pozos gasíferos situados en zonas aisladas, que no tienen acceso directo a un gasoducto¹⁶⁶.

G. EL SUMINISTRO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO

La comercialización de GLP a través de envases de 45 kg se inició en la Argentina por parte de YPF en 1933. Poco más de una década más tarde, la comercialización del GLP producido por YPF quedó en manos de la Dirección

163 Ver la Resolución 185/2015 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación (B.O. 29/9/15), la Resolución 74/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (B.O. 19/5/16), la Resolución E-46/2017 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (B.O. 6/3/17) y Decreto 892/2020 (B.O. 16/11/20).

164 Se entienden por gasoductos virtuales aquellos sistemas de transporte que prescinden de gasoductos físicos o redes de distribución que lleguen hasta el cliente.

165 DE LAS HERAS, JULIÁN GREGORIO. Análisis comparativo de gasoductos virtuales frente a otras alternativas de abastecimiento energético (Instituto Tecnológico Buenos Aires [TBA]), 2. <https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/194/Proyecto%20Final%20Gasoductos%20Virtuales.pdf?sequence=1>.

166 Cfr. <https://www.y-tec.com.ar/Paginas/Noticias/gasoducto-virtual.aspx>.

de Gas del Estado¹⁶⁷. En 1981, se inició el proceso de desregulación de la industria del GLP, pasando a operadores privados el servicio de su envasado y comercialización¹⁶⁸. En la actualidad existen numerosas empresas dedicadas al rubro. Para desarrollar las actividades vinculadas a esta industria es menester inscribirse en el Registro de la Industria del GLP¹⁶⁹.

En la actualidad, casi el 40 % de la población (4.9 millones de hogares) se abastece mediante GLP¹⁷⁰. Dado que el GLP envasado es el combustible que consumen, habitualmente, los sectores más vulnerables de la población (que no suelen tener acceso al gas natural), el gobierno ha implementado un programa de subsidios a fin de facilitar el acceso extendido a dicho producto a precios asequibles, en beneficio tanto de la oferta (productores de GLP) como de la demanda (los titulares de hogares vulnerables)¹⁷¹.

La industria del GLP se encuentre regulada por la Ley 26.020^[172], la cual declara de interés público todas las actividades vinculadas a esa industria y establece el principio de libre ejercicio de estas, con sujeción a los principios de competencia, no discriminación, libre acceso, asignación eficiente de recursos, seguridad pública y preservación del medio ambiente. Según surge del texto de la ley, el objetivo esencial del régimen es “asegurar el suministro regular, confiable y económico del GLP a sectores sociales residenciales de escasos recursos que no cuenten con el servicio de gas natural por redes”¹⁷³. La ley regula, particularmente, las etapas de producción, fraccionamiento, transporte, distribución, almacenaje y comercialización de GLP. El mismo régimen legal faculta a la autoridad de aplicación a fijar, para cada región y para cada semestre estacional de invierno y verano, un precio de referencia para el GLP de uso doméstico nacional en envases de hasta 45 kg (que no podrá superar el precio de paridad de exportación), previendo sanciones

167 RISULEO, FERNANDO. *Historia del petróleo en Argentina* (Buenos Aires: FODECO, 2012), 23.

168 Cfr. Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 690/1981 (B.O. 7/04/81).

169 Resolución 136/2003 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 16/4/03), modificada por la Resolución de la Secretaría de Energía 800/2004 (B.O. 30/7/04).

170 JACINTO, GUILLERMINA, CARRIZO, SILVINA y GIL, SALVADOR. *Energía y pobreza en Argentina*. Disponible en [EnergíaPobreza.pdf](#) ([petrotecnia.com.ar](#)).

171 V. gr. Plan Hogares con Garrafa creado por el Decreto 470/2015 (B.O. 31/3/15), reglamentado por la Resolución 49/2015 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 1/4/15) y sus modificatorias, y la Resolución 70/2015 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 7/4/15) y sus modificatorias.

172 B.O. 8/4/05.

173 Cfr. el artículo 1.º, segundo párrafo, de la Ley 26.020.

para quienes los comercialicen a valores que se aparten significativamente de tales precios de referencia¹⁷⁴.

VII. COOPERACIÓN CON PAÍSES VECINOS Y ORGANIZACIONES INTERNACIONALES DE LAS QUE HAGA PARTE Y AFECTEN AL SECTOR

Los intercambios gasíferos entre los distintos países del Cono Sur de América Latina han estado desde siempre condicionados por la prioridad del abastecimiento del mercado interno que rigen en los países involucrados, regla que limita los flujos internacionales únicamente al gas excedente¹⁷⁵.

En razón del incremento de la producción de gas registrado en la Argentina durante la década de 1990, el país experimentó en esa década un auge de sus exportaciones de gas natural hacia las naciones vecinas. El fenómeno avanzó, fundamentalmente, mediante la celebración de acuerdos bilaterales¹⁷⁶ que, sin modificar la regla del abastecimiento prioritario de la demanda local, tendieron a garantizar un trato no discriminatorio para los compradores externos¹⁷⁷. El principal destino de dichas exportaciones fue Chile, a través de ocho gasoductos que se construyeron, y, en menor medida, Brasil y Uruguay¹⁷⁸. Hoy son doce los gasoductos de interconexión entre Argentina y sus países limítrofes, a saber: NorAndino, C. Noroeste,

¹⁷⁴ Cfr. los artículos 7.º, inciso b), y 34 de la Ley 26.020.

¹⁷⁵ LAMBERTINI, GRISELDA. La regulación de las transacciones internacionales de energía y la integración energética regional. En P. FERRARA (coord.), *Tratado de regulación de la energía*, tomo 2, Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" (Buenos Aires: 2017), 545-547.

¹⁷⁶ Cfr. el Acuerdo de Complementación Económica (ACE) n.º 16 suscripto en 1991 entre Argentina y Chile y los ulteriores convenios que lo complementan (el Protocolo n.º 2, el Protocolo Adicional n.º 15 que lo sustituye; el Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la República Oriental del Uruguay de 1991 y el Acuerdo Complementario de 1996 que lo modifica parcialmente; el Protocolo de Entendimiento entre la República Federativa del Brasil y la República Argentina sobre Integración en Materia Energética, de 1996. Un análisis somero de estos textos convencionales puede verse en LAMBERTINI, G. (2017). La regulación de las transacciones internacionales..., cit., 540-544.

¹⁷⁷ El país celebró, también, algunos convenios internacionales de cooperación en la materia, como el Acuerdo sobre Complementación Energética del Mercosur, en diciembre del 2005, y el Memorándum de Entendimiento Relativo a Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera, aprobado por la Resolución 10/1999 del Consejo del Mercosur (B.O. 21/4/99). Se trató, sin embargo, de textos sustancialmente declarativos, sin operatividad *per se*.

¹⁷⁸ Cfr. LAMBERTINI, G. (2017). La regulación de las transacciones internacionales..., cit., 586-591.

Gasandes, Pacífico, Methanex YPF, Methanex Sip, Methanex PAN, Pocitos, TGM, Petrouuguay, C. T. Casablanca y Cruz del Sur.

En el 2004, a raíz de una pronunciada merma del gas disponible y ante su consiguiente insuficiencia para atender adecuadamente las necesidades de consumo interno, se implementó una política de fuertes restricciones a la exportación¹⁷⁹, que en poco tiempo dejó desabastecido el mercado externo que se había logrado desarrollar. En ese contexto de escasez se reestableció la importación de gas natural desde Bolivia, sumándose dos nuevos gasoductos al existente desde comienzos de la década de los años setenta del siglo XX¹⁸⁰. Paralelamente, a partir del 2008, se empezó a importar GNL en volúmenes crecientes desde países ajenos a la región (como Catar y Trinidad y Tobago)¹⁸¹.

Solo en años recientes, y a partir de una política de precios y tarifas más racionales que alentaron la realización de inversiones productivas y contuvieron la expansión desmedida de la demanda de los años precedentes, la Argentina logró revertir el desbalance entre producción y consumo interno padecido a lo largo de más de una década. En el 2018 se reanudó el flujo exportador a Chile, aunque por volúmenes muy inferiores a los registrados a fines del siglo XX, y se redujeron sustancialmente las importaciones (tanto desde Bolivia como las de GNL). Esta incipiente tendencia volvió a invertirse a partir del 2020, en el que se verificó un nuevo incremento en el volumen de las importaciones de gas natural, tanto desde Bolivia como en GNL. De todos modos, ante el potencial productivo del yacimiento de Vaca Muerta, no puede descartarse que en un futuro no lejano existan excedentes de gas suficientes como para desarrollar un mercado exportador sostenido en el tiempo¹⁸².

179 Ver, en particular, la Resolución 265/2004 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 26/3/04), la Disposición 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles de la Nación (B.O. 31/3/04) y la Resolución 659/2004 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 18/6/04).

180 Cfr. LAMBERTINI, G. (2017). La regulación de las transacciones internacionales..., cit., 589-590 y 594-595.

181 GOMES, IEDA y BRANDT, ROBERTO. Unconventional gas in Argentina: Will it become a game changer? *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 13 (2017): 31-33. GARCÍA, NÉSTOR, CALVETTI, DIEGO y CANO, MATÍAS. *Petróleo y gas (Balance de la década, perspectivas y desafíos del sector en la Argentina)* (KPMG: 2016), 6. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/pdf/2016/06/kpmg-argentina-petroleo-gas-2016.pdf>.

182 Cfr. LAMBERTINI, GRISELDA. La vuelta a la integración gasífera Argentina-Chile en la era del gas

VIII. EL PAPEL QUE DESEMPEÑA EL GAS NATURAL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Hacia finales del 2015, Argentina comenzó su proceso de transición energética a partir de dos hitos: a) el dictado de la Ley 27.191^[183], por la cual se aprobó el “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” y se estableció como objetivo lograr una contribución gradual de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el 20 % del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre del 2025 y b) la asunción del compromiso de reducción de emisiones asumido en el Acuerdo de París, en la XXI Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático la COP 21^[184].

Si bien, la matriz energética argentina está en plena etapa de transformación, debido al aprovechamiento de nuevas fuentes de energías no renovables, es indudable que los hidrocarburos no convencionales desempeñan y continuarán desempeñando un papel fundamental como fuente de suministro de energía a mediano y largo plazo, dado que el enorme reservorio de gas natural de Vaca Muerta coloca a la Argentina frente a un nuevo paradigma energético. El fuerte ritmo de inversiones y el consecuente crecimiento sostenido en la producción que exhibe dicho reservorio permitirán reemplazar la mayor parte del consumo de combustibles líquidos derivados del petróleo (más contaminantes) que consume el parque termoeléctrico y las importaciones del GNL. Además, posibilitará la exportación de gas en los periodos estivales (noviembre-abril).

En definitiva, el desarrollo del gas no convencional permitirá al país no solo revertir la declinación de reservas, sino garantizar el autoabastecimiento en el corto plazo y convertir a la Argentina en un potencial país exportador de hidrocarburos.

sale. *Energía & Negocios* (2016). <https://www.energiaynegocios.com.ar/2019/01/la-vuelta-a-la-integracion-gasifera-argentina-chile-en-la-era-del-shale-gas/>.

183 B.O. 21/10/15.

184 La Argentina firmó dicho acuerdo, depositando su instrumento de ratificación el 21 de setiembre del 2016.

BIBLIOGRAFÍA

- AHUMADA, HORACIO. Lineamientos del régimen jurídico de la industria del gas. En *Servicio público, policía y fomento (Jornadas organizadas por la Universidad Austral. Facultad de Derecho)*. Buenos Aires: Ediciones RAP, 2003.
- ALTERINI, ATILIO ANÍBAL. Las reformas a la ley de defensa del consumidor. Primera lectura, 20 años después. *La Ley*, 2008-B: 1239.
- ARIZA, JORGE LUIS. La estructuración de un régimen normativo uniforme para la regulación de la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales en la República Argentina. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 19 (2018-2019): 63-202.
- AZZARRI, JUAN CRUZ. Las sanciones de la Ley 17.319 y el procedimiento debido. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 5, (2015): 269-284.
- BARUJ, GUSTAVO y DRUCAROFF, SERGIO. Estimaciones del potencial económico del océano en la Argentina. Informe Técnico n.º 10. Ciecti, Buenos Aires, 2018. http://www.ciecti.org.ar/wp-content/uploads/2018/04/IT10-Pampa-azul_vDigital_16-abril-2018.pdf (Consultado el 29-3-2021).
- BLANCO, GRACIELA et al. *El petróleo en Neuquén. 100 años de historia (1918-2018)*. Neuquén: Ministerio de Recurso Naturales y Energía de la Provincia de Neuquén, 2018. <https://www.energianequen.gob.ar/organismo/Libro.pdf> (Consultado el 29-3-2021).
- CABANILLAS, LUIS y otros. Petróleo y gas en la Argentina: cuencas productivas. *Ciencia Hoy*, vol. 23, n.º 134, (2013). https://cienciahoy.org.ar/wp-content/uploads/Revista_134_Petroleo_Gas.pdf (Consultado el 29-3-2021).
- CABRAL, HUGO A. Panorama sobre el transporte y la distribución de gas natural. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 7, (2015-2016): 91-113.
- CASSAGNE, JUAN CARLOS. Acerca de la noción del dominio público y las nuevas ideas sobre los usos especiales. *Jurisprudencia Argentina, Número Especial: Dominio público*, (2010):11.
- CASSAGNE, JUAN CARLOS. *Curso de derecho administrativo*, tomo II, 11.ª edición. Buenos Aires: La Ley, 2016.

- CASTELAO CARUANA, MARÍA EUGENIA y SZTEINMAN, PATRICIO GONZÁLEZ. Las energías renovables en la Argentina. Un nuevo panorama. *Centro de Estudio de la Regulación Económica de los Servicios Públicos*, Universidad de Belgrano, año 3, n.º 7 (2017). http://repositorio.ub.edu.ar/bitstream/handle/123456789/8512/ceres_agosto_2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y (Consultado el 29-3-2021).
- CICERO, NIDIA K. La reforma de la Ley de Defensa del Consumidor y su impacto en el régimen de los servicios públicos. *Jurisprudencia Argentina*, 2009-I-1198.
- COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA). Informe Mensual. Principales variables del mes. Febrero 2021. https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Sintesis%20Mensual/Informe%20Mensual_2021-02.pdf. (Consultado el 29-3-2021).
- DE LA RIVA, IGNACIO M. Dominio y jurisdicción sobre hidrocarburos en nuestro sistema federal: un auténtico rompecabezas para armar. *El derecho constitucional*, (2008): 506.
- DE LA RIVA, IGNACIO M. Hidrocarburos del Estado subsidiario al Estado interventor. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 2 (2014): 21-52.
- DE LA RIVA, IGNACIO M. Poderes de regulación nacionales y provinciales bajo el nuevo régimen de hidrocarburos. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, n.º 5, (2015): 35-37.
- DE LAS HERAS, JULIÁN GREGORIO. Análisis comparativo de gasoductos virtuales frente a otras alternativas de abastecimiento energético. Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA). <https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/194/Proyecto%20Final%20Gasoductos%20Virtuales.pdf?sequence=1>. (Consultado el 29-3-2021).
- DE SIMONE, ORLANDO. El dominio originario de los recursos naturales. *La Ley* 1997-C: 1440.
- DEMARTINO, JULIETA y YOLIS, LISANDRO. Tributación y otras cargas sobre la energía (Una descripción de la legislación aplicable). *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 18 (2018): 40-68.
- DIANA, NICOLÁS. La competencia originaria de la Corte Suprema de Justicia de la Nación y el régimen federal de hidrocarburos. *La Ley* 2012-E: 1173-1174.
- ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS. Panorama gasífero diciembre 2020. <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/panorama-gasifero-202012.pdf> (Consultado el 29-3-2021).

GARCÍA, NÉSTOR, CALVETTI, DIEGO y CANO, MATÍAS. *Petróleo y gas (Balance de la década, perspectivas y desafíos del sector en la Argentina)*, KPMG, 2016. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/pdf/2016/06/kpmg-argentina-petroleo-gas-2016.pdf> (Consultado el 29-3-2021).

GOMES, LEDA y BRANDT, ROBERTO. Unconventional gas in Argentina: Will it become a game changer? *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 13 (2017): 31-33.

GOMES, LEDA y BRANDT, ROBERTO. Unconventional gas in Argentina: Will it become a game changer? *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 13 (2017): 1-116.

HASSEKIEFF, MIGUEL. Panorama de las cuencas argentinas. Programa Gas Plus. *Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte del Gas no Convencional*, septiembre 2011. <https://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/presentacionesjornadas/017.pdf> (Consultado el 29-3-2021).

HUBEÑAK, JUAN MANUEL. La regulación de los mercados y segmentos del gas natural y la energía eléctrica durante la emergencia pública. *Revista Argentina del Régimen de la Administración Pública*, 339, (2006): 3-63.

INSTITUTO ARGENTINO DE ENERGÍA GENERAL MOSCONI. La producción de hidrocarburos en la Argentina. Informe anual 2020. <https://www.iae.org.ar/wp-content/uploads/2021/03/Informe-anual-de-hidrocarburos-2020.pdf>. (Consultado el 29-3-2021).

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO. La industria argentina de los hidrocarburos. Panorama general 2019. <http://www.aogexpo.com.ar/OverviewEN.pdf> (Consultado el 29-3-2021).

INSTITUTO GEOGRÁFICO NACIONAL. Límites, superficies y puntos extremos. http://www.ign.gob.ar/NuestrasActividades/Geografia/DatosArgentina/LimitesSuperficiesyPuntosExtremos#_ (Consultado el 29-3-2021).

JONES, MARCELO A. La concesión de hidrocarburos en la Ley 17.319. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 5 (2015): 215-248.

KULLOCK, DAVID. *Estudios estratégicos para el desarrollo territorial de la región Vaca Muerta*. Trabajo realizado para los Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta-Segunda Etapa, Programa de Fortalecimiento Institucional de la Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública, Ministerio de Interior, Obras Públicas y Vivienda de la Nación. Buenos Aires, 2016.

<https://www.copade.gob.ar/Archivos/1-Estudios-estrategicos-para-el-desarrollo-territorial-de-la-region-de-VacaMuerta.pdf> (Consultado el 29-3-2021).

LAMBERTINI, GRISELDA. La vuelta a la integración gasífera Argentina-Chile en la era del gas sale. *Energía & Negocios* (2016). <https://www.energiaynegocios.com.ar/2019/01/la-vuelta-a-la-integracion-gasifera-argentina-chile-en-la-era-del-shale-gas/> (Consultado el 29-3-2021).

LAMBERTINI, GRISELDA. La regulación de las transacciones internacionales de energía y la integración energética regional. En P. FERRARA (coord.), *Tratado de regulación de la energía*, tomo 2, editado por el Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". Buenos Aires: 2017.

MÁRQUEZ, GONZALO. El régimen hidrocarburífero a la luz del federalismo argentino. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 10 (2016): 91-97.

MASSIMINO, LEONARDO. El sistema de gas natural en la República Argentina (Regulación, emergencia y situación actual). *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 1, (2014): 63-84.

MASSIMINO, LEONARDO. El acceso abierto a los servicios públicos, con referencia al caso del gas natural. Situación actual y perspectivas. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 6, (2015): 189-200.

PALAZZO, EUGENIO LUIS. Los hidrocarburos en los equilibrios y en las tensiones entre la nación y las provincias. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 5 (2015): 67-93.

PAYAROLA, IGNACIO. Mercado del gas natural: crónica de una muerte anunciada y el punto de inflexión para el resurgimiento. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 17 (2018): 75-101.

PERA, ARTURO. La exploración costa afuera en la Argentina: Una nueva oportunidad. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 18 (2018): 206-214.

PÉREZ HUALDE, ALEJANDRO. Sistema de protección constitucional del usuario de los servicios públicos: fundamentos y dificultades. *Academia Nacional de Derecho y Ciencias Sociales de Córdoba*, (2006). <https://www.acaderc.org.ar/wp-content/blogs.dir/55/files/sites/55/2021/03/artistemadeproteccionconstitucionalusuario.pdf> (Consultado el 29-3-2021).

- PERRINO, PABLO E. y GUGLIELMINETTI, ANA PATRICIA. Los entes nacionales reguladores del gas y la electricidad en el derecho argentino. *Tratado de regulación de la energía*, tomo 1, (109-129). Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", 2017.
- PERRINO, PABLO E. Algunos comentarios acerca del régimen jurídico de protección de los usuarios de servicios públicos. *Derechos, garantías y potestades en los contratos públicos* (75-96). Buenos Aires: RAP, 2014.
- PERRINO, PABLO y GUGLIELMINETTI, ANA PATRICIA. Breve panorama de la regulación del transporte y la distribución de gas natural en la República Argentina. *Derecho de la energía en América Latina*, tomo 1 (527-569). Bogotá: Universidad Externado de Colombia, 2017.
- PRIETO, HUGO N. Competencia provincial en materia de hidrocarburos y extinción de concesiones de explotación. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 5, (2015): 95-108.
- PRIETO, HUGO N. El dominio originario de los recursos naturales. La titularidad de las provincias y sus consecuencias en materia de hidrocarburos. *La Ley* 2005-E:1181.
- REBASA, MARCOS y CARBAJALES, JUAN JOSÉ. Los recursos naturales en la reforma del 94: aportes para una interpretación constitucional (el caso de los hidrocarburos). *La Ley* 2011-C:1170-1173.
- RISULEO, FERNANDO E. *Un viaje en el tiempo... (La historia del gas natural en la Argentina)*. Buenos Aires: Departamento Técnico del Centro Argentino de Ingenieros (CAI)-Área Historia, 2017. http://www.cai.org.ar/wp-content/uploads/actividades/2017/201707_Articulo_Historia-del-GAS.pdf (Consultado el 29-3-2021).
- RISULEO, FERNANDO. *Historia del petróleo en Argentina*. Buenos Aires: FODECO, 2012.
- RUEDA, PABLO y LANARDONNE, TOMÁS. La regulación de hidrocarburos: convencionales y no convencionales. En *Tratado de regulación de la energía*, Tomo 1, (155-242). Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", 2017.
- SACRISTÁN, ESTELA B. *Régimen de las tarifas en los servicios públicos (Aspectos regulatorios, constitucionales y procesales)*. Buenos Aires: Ábaco de Rodolfo Depalma, 2007.
- SACRISTÁN, ESTELA B. Dominio originario de los recursos naturales. La cuestión del dominio eminente. *La Ley. Suplemento Constitucional*, (2014):152.

SACRISTÁN, ESTELA B. Open seasons en la actividad de transporte de gas. Los contratos en firme y su crisis. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 1, (2014): 35-61.

SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN. El futuro del transporte vehicular propulsado a gas: GNC & GNL. http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/mesa_vaca_muerta/submesas/sub_mesa_4/2/enargas-el-futuro-del-transporte-vehicular-propulsado-a-gas-gnc-y-gnl.pdf (Consultado el 29-3-2021).

SUBSECRETARÍA DE PLANEAMIENTO ENERGÉTICO. Secretaría de Gobierno de Energía. Ministerio de Hacienda de la Nación. Escenarios energéticos Argentina 2030. Escenarios de políticas existentes. Buenos Aires: 2019. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2019-05-15_cari_-_anticipo_escenarios_energeticos_argentina_2030.pdf. (Consultado el 29-3-2021).

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. 2013. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf (Consultado el 29-3-2021).

VÁZQUEZ FERREYRA, ROBERTO A. y AVALLE, DAMIÁN. Reformas a la ley de defensa de los consumidores y usuarios. LL 2008-D, 1063.

YOLIS, LISANDRO. La regulación de la tributación energética. *Tratado de la regulación de la energía*, tomo 2, (702-729). Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".

ZULIANI, JOSÉ MARÍA. Nuevo régimen de permisos y concesiones bajo la Ley de Hidrocarburos 17.319. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, vol. 5 (2015): 177-199.