

# El Plan Gas.Ar

## Una política pública energética de largo alcance



*Juan José Carbajales\**

### Introducción<sup>1</sup>

El Plan Gas.Ar se plantea como una herramienta de gestión surgida de la emergencia de la pandemia en pleno 2020. En una palabra, el Esquema de Gas Natural 2020-2024 fue el resultado de una decisión política que apuntaló y respaldó un proceso de negociación con la industria hidrocarburífera cuyo objetivo fue generar un nuevo marco de fijación de precios de largo plazo que se tradujera en compromisos ciertos de inversión para abastecer la demanda interna de gas natural de hogares y usinas prevista para los próximos cuatro años, considerando la infraestructura existente y la capacidad de pago de los usuarios residenciales.

Pero este programa es más –mucho más– que una mera respuesta a un contexto de crisis. Por un lado, consiste en la adaptación idiosincrática al contexto mundial. En efecto, el proceso de transición hacia una matriz energética que contribuya a mitigar los efectos del cambio climático y el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) aprobados por la Asamblea General de la ONU en materia de descarbonización y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero plantea un desafío gigantesco a nivel global. Allí inmersa, Argentina se ha dado una estrategia propia basada en sus condiciones endógenas de desarrollo, en su amplia dotación de recursos naturales y, en particular,

\* Abogado y politólogo (UBA). Docente e investigador de la Universidad Nacional de José C. Paz (UNPaz).

<sup>1</sup> El contenido del presente artículo es una selección de los capítulos del libro recientemente publicado por el autor (Carbajales, 2023).

en su específica matriz energética en cuanto a producción y consumo tanto de energías primarias como secundarias de fuente eléctrica. Así, la política pública que aquí analizaremos asume la premisa de que nuestro país posee un consumo de energía fuertemente dominado por los hidrocarburos y una muy alta participación del gas natural en la matriz primaria y en la generación de energía eléctrica, a la vez que reviste la característica de ser el recurso fósil “más limpio”. En este contexto, el Plan Gas.Ar persigue los siguientes objetivos: incrementar la participación del gas en el *mix* energético a expensas de los combustibles líquidos como gasoil y fueloil, aumentar la oferta gasífera de origen nacional y exportar los excedentes en períodos estivales donde hay un bajo consumo local/residencial.

Por otro lado, se trata –antes bien– de una política pública en materia energética que atravesó todas las etapas típicas de confección e implementación, y que cuenta –además– con una vocación de permanencia y consolidación que ya ha dado sus primeros pasos a nivel productivo y político, pues se verifica un sobrecumplimiento de los compromisos de inyección, al tiempo que su plazo fue extendido hasta diciembre de 2028. De allí que las notas más relevantes de dicho proceso resalten tres hechos destacables, a saber: un diagnóstico real y certero, una articulación sinérgica entre sector público y sector privado, y una decisión política firme de las autoridades nacionales de saber escuchar y luego avanzar.

## Qué es una política pública

### Funciones estatales básicas

Los manuales de ciencia política y de derecho político<sup>2</sup> suelen reseñar que, en un principio (cierto o teórico), hubo un “contrato social” por medio del cual la población que habita un territorio y constituye una comunidad de intereses y valores decide darse a sí misma ciertas reglas de convivencia para evitar “la ley de la selva” y la amenaza constante del otro, en tanto “el hombre es el lobo del hombre”. De allí la creación del “Leviatán” estatal que constituye una ciudadanía con derechos y obligaciones y que encuentra su razón de ser en la garantía de la paz social y la promoción del orden y el progreso, sea lo que fuere que estos conceptos quieran decir en cada época histórica y en cada espacio determinado.

Lo cierto es que dentro de esas funciones estatales primordiales/nodales/indispensables solemos encontrar la educación, la salud, la defensa y la seguridad social al trabajo. Este tipo de actividades se traduce, por caso, en la construcción de escuelas y hospitales, en la dotación de un ejército y en el aseguramiento de un ingreso mínimo para la población pasiva (jubilados, personas con discapacidad y otros sectores vulnerables de la sociedad).

De allí que, con fundamento en su alto valor social, el Estado –es decir, todos sus habitantes e instituciones– adopta la decisión política de asumir la responsabilidad sobre tales actividades como una fun-

<sup>2</sup> Ver, entre otros, Abal Medina, J. M. (2010). *Manual de ciencia política*. Buenos Aires: Eudeba, pp. 102 y ss., y Ortiz, T. (1996). *Política y Estado*. Buenos Aires: Ed. Estudio, pp. 191 y ss., donde los autores abordan el desarrollo histórico del Estado moderno y el surgimiento del Estado argentino.

ción indelegable de la Administración, cuya prestación hace al fundamento último de la autoridad y que, por ende, está abierta a todos los habitantes, independientemente de su condición socioeconómica (incluso al decil más alto de la población identificada como aquella porción –por ejemplo– que en 2021 tuvo que pagar el Aporte Extraordinario y Solidario a las grandes fortunas personales). Decisión que implica, pues, reconocer un derecho humano básico / elemental / inalienable / imprescriptible, cuyo *ethos* radica en la dignidad del hombre y la mujer.

Vale aclarar que el listado de este tipo de funciones no viene dado en ningún manual de ciencia política, sino que es producto del devenir histórico de una sociedad dada; de allí que su postulación sea epocal y situada, no “natural o esencial”.

Veamos ejemplos de esas funciones inherentes al Estado: el hospital público, la escuela pública, el policía público, el alumbrado público, la plaza pública y el funcionario público. La redundancia intencional en el calificativo “público” busca reflejar el hecho de que todos esos servicios son prestados en forma universal, tanto a ricos como a pobres –sean ciudadanos o extranjeros–, y no se ha de discriminar según si el usuario es parte de un grupo vulnerable o no. Es cierto que estas actividades (que no son “servicio público” en sentido estricto) pueden ser gestionadas por diferentes jurisdicciones (Nación, provincias, municipios y entes mixtos) y dar lugar a una distribución según el domicilio del destinatario, pero nunca podrá derivar en una exclusión total del servicio.

Así, un usuario rico puede elegir no concurrir a la escuela o al hospital público (o no darse la vacuna provista por el Estado contra el COVID-19), como también puede optar por no demandar el auxilio de un policía o de un servidor público o evitar una plaza repleta de gente en pandemia; ello, pues tiene a disposición otras alternativas de carácter privado (colegios, clínicas, vigiladores de garita, profesionales idóneos de ejercicio liberal, clubes y gimnasios, etc. –o bien costearse el pasaje y estadía a EE.UU. para vacunarse antes de que le llegue el turno por edad–). A su vez, si el habitante rico decide –en cambio– usar las prestaciones públicas, el Estado puede recuperar parte del costo (cobrar un bono contribución en un hospital o escuela, facturarle a la obra social prepaga, etc.). Pero lo que no puede hacer –de ningún modo– es marginar a aquel ciudadano sobreafortunado del derecho de acceder a las actividades garantizadas por las funciones básicas y elementales del Estado.

Ahora bien, ¿son los servicios de agua, luz, gas, transporte y comunicaciones una actividad que deba ser retirada del mercado y prestada con universalidad? ¿Deben ser declaradas legislativamente como “servicios públicos”? En Argentina se ha decidido que, en principio, sí corresponde hacerlo (especialmente las primeras tres), por involucrar la satisfacción de las necesidades vitales de los habitantes. Pero, además, porque conllevan el desarrollo de redes de transporte y distribución, cuyo costo convierte en un óptimo económico su prestación por un único sujeto de carácter monopólico. De allí que la regulación sea más intensa y que se fijen, entre otros parámetros, un precio regulado de comercialización a través de los cuadros tarifarios correspondientes.

El reconocimiento del contenido económico del servicio público implica bregar no solo por la forma en que este arriba al destinatario final, sino detenerse también en verificar cómo se origina el producto

que será distribuido y entregado al consumidor o usuario en la última milla. Se trata, pues, de una cadena de producción, comercialización y reposición (para recuperar las reservas consumidas) que eslabona costos que deben ser retribuidos por los precios intermedios y, en última instancia, por el precio final. Es gráfico, por caso, describir que quien compra una garrafa de GLP en una localidad de la provincia de Misiones se lleva “un cachito de Vaca Muerta” a su casa, ubicada a más de 2.000 kilómetros de distancia. Y al ser un producto de raíz económica, para usufructuarlo debe abonarse su costo final o precio (como quien se compra un *jean* o una pizza o se suscribe a una plataforma de *streaming*); y quien no pueda afrontar ese costo, pues, entonces no podrá consumir el servicio. Y punto. De esta manera, se preserva el funcionamiento endógeno del sistema en términos de costos y beneficios, no obstante generar un riesgo: que quienes no pueden afrontar con sus propios ingresos los costos acumulados de toda la cadena de valor del bien energético –máxime en un país con inflación crónica y altos índices de pobreza e indigencia– quedan marginados de su consumo (a menos que su valor esté subsidiado por el Estado, discusión que abordaremos más adelante).

## Concepto de políticas públicas

Ahora bien, sea que se trate de actividades propias e indelegables del Estado, las cuales son prestadas de manera directa y universal; sea que se trate de un servicio público de carácter económico, de acceso a quien pueda abonar su costo; en todos los casos el desarrollo de estas labores debe estar encuadrada –en términos genéricos– en lo que la teoría del derecho administrativo denomina “actividad estatal” o “función administrativa”.

En efecto, la Ley N° 24156 de Administración Financiera y de los Sistemas de Control del Sector Público Nacional, sancionada en el año 1992, regula el proceso de formulación y aprobación del Presupuesto General de la Administración Pública Nacional, por medio del cual el Poder Ejecutivo debe fijar anualmente los lineamientos generales, que contendrán los recursos (ingresos y fuentes de financiamiento) y gastos (cumplimiento de las políticas, planes de acción y producción de bienes y servicios) para el año siguiente. Con la reforma constitucional de 1994 estas facultades recalieron en la figura del jefe de Gabinete de Ministros (conf. art. 100, incs. 6 y 7, CN). Para ello, el ministro “coordinador” o *primus inter pares* debe evaluar el desarrollo general del país y proyectar las variables macroeconómicas de corto plazo. Y, sobre esa base, confeccionar el proyecto y presentarlo a la Cámara de Diputados antes del 15 de septiembre de cada año.

En cuanto a su contenido, el Presupuesto debe estar encuadrado en el marco de las políticas (visión constitucional de los objetivos rectores del accionar del Estado), de los planes (líneas principales de gobierno) y de las estrategias (programas operativos de gestión) fijados al interior del Poder Ejecutivo, pero atinentes a los tres poderes del Estado (por ejemplo, se contemplan partidas específicas para el funcionamiento del Congreso y de los tribunales federales).

De ello se sigue que las políticas públicas estarán delimitadas, en materia presupuestaria, por los lineamientos fundamentales provenientes del ordenamiento constitucional. Un ejemplo en materia

ambiental es el caso del Riachuelo. La política constitucional obliga a todas las autoridades a proteger el derecho a un ambiente sano; los planes de gobierno receptan esta obligación –reforzada por la sentencia de la Corte Suprema en la causa “Mendoza”– y las estrategias operativas determinan el modo de encarar el saneamiento (vía organismos interjurisdiccionales como la ACUMAR), asignándole el marco de gastos y fuentes de financiamiento.

De esta manera, la discusión acerca de la pertinencia, alcance y límites de la función estatal estará regida por lo que se denomina, genéricamente, “políticas públicas”, y que abarca, como hemos visto, a las políticas *per se*, a los planes específicos y las estrategias de gobierno por parte de todos los Poderes del Estado.

No obstante, no es sencilla la distinción entre “política” y “políticas”. Se han diferenciado<sup>3</sup> tres dimensiones de “La Política”, a saber: (i) la institucional o formal (*polity*), que es la dimensión más amplia, caracterizada por un conjunto de reglas e instituciones acerca de cómo se accede y ejerce el poder dentro de un orden político dado; (ii) la dimensión política en sí (*politics*), lo que suele llamarse la arena pública, y que está vinculada con la lucha agonal por el poder entre diferentes actores que portan sus visiones del mundo, intereses y valores al espacio público (que a la vez puede ser dividido en “campos” específicos) donde se dirimen los conflictos a través de la articulación pacífica, la negociación concesional y/o la disputa hasta el límite de la lucha armada; y (iii) la dimensión de las políticas públicas propiamente dichas (*policies*), que son acciones u omisiones de gobierno que la Administración adopta u omite en pos de reconocer, abordar e intentar resolver los problemas cotidianos que componen la agenda pública, esto es, el conjunto de “cuestiones” que revisten una relevancia tal que son atendidas por el Estado.

De estas tres dimensiones nos concentraremos aquí en la última, en tanto y en cuanto es allí donde radica nuestro interés central: *explicitar el proceso entero de una política pública en materia energética*. Este proceso secuencial abarca las siguientes etapas: creación, diseño, composición de centro y de borde, negociación, articulación, emisión y aprobación, implementación, renegociación, evaluación de impacto, ajuste y relanzamiento o finalización.

A efectos de proponer una delimitación del *concepto de política pública*, recurriremos a dos definiciones complementarias. Por un lado, la vertida por dos de los mayores exponentes de la ciencia política en Argentina, Guillermo O’Donnell y Oscar Oszlak, quienes sostienen que se trata de “un conjunto de acciones y omisiones que manifiestan una determinada modalidad de intervención del Estado en relación con una cuestión que concita la atención, interés o movilización de otros actores en la sociedad civil”.<sup>4</sup> Con esta definición se da cuenta de que la acción estatal es una “intervención” –generalmente identificada con un valor peyorativo, aunque no necesariamente– que surge a modo de respuesta a una interacción social con otros actores relevantes a través de un vínculo relacional en múltiples direcciones que se retroalimentan para (intentar) resolver asuntos o “cuestiones” que adquieren un estatus visible y potente en la escena pública.

3 Jaime, F.; Dufour, G.; Alessandro, M. y Amaya, P. (2013). *Introducción al análisis de políticas públicas* Florencio Varela: Universidad Nacional Arturo Jauretche, p. 56.

4 Oszlak, O. y O’Donnell, G. (1982). Estado y políticas estatales en América Latina: hacia una estrategia de investigación. *Revista Venezolana de Desarrollo Administrativo*, 1, 112 (citado en Jaime, F., 2013, *op. cit.*, p. 58).

Por otro lado, una segunda definición más compleja –por extensión– la brinda Aguilar Villanueva, quien postula que las políticas públicas son

un conjunto (secuencia, sistema, ciclo) de acciones, estructuradas en modo intencional y causal, que se orientan a realizar objetivos considerados de valor para la sociedad o a resolver problemas cuya solución es considerada de interés o beneficio público; cuya intencionalidad y causalidad han sido definidas por la interlocución que ha tenido lugar entre el gobierno y los sectores de la ciudadanía; que han sido decididas por autoridades públicas legítimas; que son ejecutadas por actores gubernamentales y estatales o por estos en asociación con actores sociales (económicos, civiles), y que dan origen o forman un patrón de comportamiento del gobierno y la sociedad.<sup>5</sup>

De aquí se desprende un aspecto central de toda política pública, consistente en la interacción o interlocución con terceros interesados, como por ejemplo porciones representantes del mundo del trabajo o de las corporaciones, la sociedad civil organizada (las ONG o los “autoconvocados”), etc. Asimismo, se plantea la relación medios-fines entre los objetivos perseguidos y las acciones u omisiones desplegadas por el Estado para alcanzarlos.

Finalmente, siguiendo la caracterización de Fernando Jaime, diremos que las políticas públicas contienen las siguientes *características*:

- un contenido (recursos y productos);
- un programa (marco de referencia coherente);
- una orientación axiológica (ideología, valores, cosmovisiones);
- una autoridad legítima (con capacidad de coerción);
- un propósito vincular (persuasión en un hacer determinado).

Asimismo, en una política pública pueden identificarse cuatro tipos de *componentes*, a saber:

- institucional (actor de autoridad legítima);
- decisional (por la afirmativa o la negativa);
- conductual (provoca efectos y reacciones sociales);
- causal (pretende conseguir determinados resultados o desempeños en actores determinados).

Por último, toda política pública supone los siguientes *elementos*:

<sup>5</sup> Aguilar Villanueva, L. (2009). Marco para el análisis de las políticas públicas. En F. Mariñez Navarro y V. Garza Cantú (comps.), *Política pública y democracia en América Latina*. México: Ed. Porrúa, p. 14 (citado en Jaime, F., 2013, *op. cit.*, p. 59).

- un campo de acción o sector a influir con instrumentos variados;
- un conjunto de promesas a cumplir vía beneficios o sanciones;
- un proceso de conversión de los medios disponibles en los fines buscados;
- un ciclo de acción y un conjunto de productos, resultados e impactos efectivos.

Vale destacar, de entre estos últimos elementos, el componente cíclico o procesual, en tanto

realización de acciones diferenciadas pero a la vez articuladas, que comprende además las intervenciones de múltiples actores como agencias con competencia política o técnica o como participantes con distinto grado de responsabilidad, involucramiento o continuidad [...] que permiten atribuir sentido y consecuencias a la intencionalidad del Gobierno y el Estado.<sup>6</sup>

Efectivamente, la gran mayoría de estos componentes, elementos y efectos estarán presentes en el caso de la política pública de promoción de la producción de gas natural argentino denominada “Esquema 2020-2024” o “Plan Gas.Ar”, que analizaremos a continuación.

## Diseño de la política pública

### Definición del problema y elaboración del diagnóstico

#### *Declino de la producción de gas natural*

En efecto, producto del diferendo entre la Secretaría de Energía y la compañía Tecpetrol, titular de la concesión en Fortín de Piedra, así como del congelamiento en los precios de los productos energéticos a través del Decreto N° 566/19 y de la falta de ajuste semestral de las tarifas de servicios públicos desde principios de 2019, a partir de mediados de ese año se evidenció una marcada caída de la inversión y, por ende, de la producción de gas natural.

Por su parte, la demanda total registró en los primeros meses de 2019 una caída del 3,8% respecto a 2018, año en el que se alcanzó un máximo histórico de consumo de gas (123,5 Mm<sup>3</sup>/día). La recesión económica, los incrementos tarifarios y el clima templado explican la contracción en la demanda.

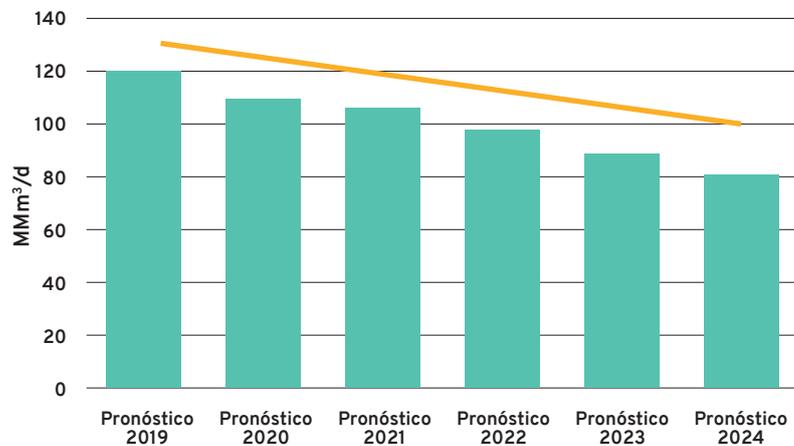
---

<sup>6</sup> Jaime, F. (2013), *op. cit.*, pp. 59-61.

Esto último condujo, pues, a una creciente sobreoferta en el mercado de gas natural que, conjuntamente con la depreciación de la moneda en el primer cuatrimestre de 2018, condujeron a una disminución de los precios de este producto en el mercado local.

Así, el escenario a principios de 2020 resultaba contractivo en tanto involucraba caída de la inversión y por consiguiente de la inyección, repercutía en forma directa y/o indirecta sobre el nivel de demanda de trabajo y actividad general y, desde el lado estrictamente fiscal, impactaba sobre los ingresos de Nación y Provincias.

**Gráfico 1. Producción diaria de gas natural (en MMm3).**



Fuente: Secretaría de Energía en base a DD. JJ. de las empresas.

Luego de un período de fuerte recuperación de la producción de gas natural registrada entre 2012 y 2019, liderado por el desarrollo de yacimientos no convencionales en el marco de diversos programas de estímulo (Planes Gas I y II, Resolución N° 46/17), *en 2020 la producción cayó respecto al año anterior más del 12%*.

## Pauperización de la población

El segundo gran problema que vislumbraron los hacedores de la política pública radicaba en un asunto contextual de raíz socioeconómica, a saber: la pauperización de gran parte de la sociedad, especialmente de los segmentos históricamente vulnerables, luego de 10 años sin crecimiento del PIB per cápita, dos años de recesión y más de uno de pandemia.

Un contexto de semejante gravedad quedó cristalizado en la medición semestral del INDEC, que convalidó un núcleo de pobreza del 42% de la población, esto es, unos 12 millones de personas, y de indigencia del 10.5%, unos 3 millones de habitantes; en ambos casos al cabo del segundo semestre de 2020.<sup>7</sup>

*Ergo, estaba claro que un gran número de argentinos y argentinas no podría afrontar un sistema de precios de la producción de gas natural compatible con un valor de reposición que revirtiera el declino que se venía verificando en los últimos 12 meses; ello, si no se pensaba en un esquema que involucrara, en paralelo, un esfuerzo estatal en favor de los usuarios empobrecidos, lo que se daría a través de un sistema generalizado de subsidio.*

## Diseño de la herramienta y decisión política de respaldo

### Concepción del instrumento

Definido el problema de fondo (en sus múltiples explicitaciones) y elaborado el diagnóstico (en sus trazos principales), solo quedaba diseñar la herramienta de política pública que abordara la cuestión crítica e intentara resolver tales dilemas.

El Esquema de Gas Natural 2020-2024 fue el resultado de una decisión política que apuntaló y respaldó un proceso de negociación con la industria hidrocarburífera cuyo objetivo fue generar un nuevo marco de fijación de precios de largo plazo que se tradujera en compromisos ciertos de inversión para abastecer la demanda de gas natural prevista para los próximos cuatro años, considerando la infraestructura existente y los márgenes de afrontabilidad por parte de los usuarios residenciales del servicio público de gas por redes.

El proceso de negociación apuntó a garantizar la participación de todos los jugadores del mercado de gas en el esquema planteado, a fin de maximizar la competencia y promover volúmenes suficientes a precios competitivos.

A tales efectos, se constituyó en el seno del Ministerio de Desarrollo Productivo un grupo de trabajo compuesto tanto por funcionarios políticos como por profesionales de perfil técnico, en todos los casos con sobrada experiencia específica y vasta trayectoria en los sectores hidrocarburífero y eléctrico. Si bien los intercambios de ideas a nivel interno datan del verano de 2020 (e incluso pueden rastrearse en el “plan de acción o plataforma programática” de la coalición política que accede al Gobierno en diciembre de 2019, así como en algunas ideas preliminares discutidas entre profesionales de la SEN y técnicos de YPF), la discusión específica se intensificó en plena pandemia, una vez que la Secretaría de Energía finalizó la confección del denominado barril “criollo”, que fuera aprobado por medio del Decreto N° 488/2020.<sup>8</sup> Este proceso culminaría con el dictado, el 16 de

<sup>7</sup> INDEC (segundo semestre de 2020). Informes técnicos, 5(59). Recuperado de [https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/eph\\_pobreza\\_02\\_2082FA92E916.pdf](https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/eph_pobreza_02_2082FA92E916.pdf)

<sup>8</sup> Ver Carbajales, J. J.; Tito, V. y Sánchez Osés, S. (2020). Barril “criollo”: regulación federal para una política hidrocarburífera concertada. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 25.

noviembre, del Decreto N° 892/2020 y su posterior implementación para fijar su inicio formal el 1° de enero de 2021.

Fundamentos:

*a) Sinergia público-privado:* el Estado lleva adelante su capacidad de planificación en cuanto al sistema de gas, estima los niveles de oferta y de demanda, y realiza una agregación de esta última en vistas a consolidar un bloque uniforme a largo plazo (70 MMm<sup>3</sup>/d en los 365 días del año por 4 años y un volumen adicional en cada Período Invernal de esos 4 años). Y el mercado compite libremente por abastecer a dicha demanda, lo que favorece la reducción de precios.

*b) Contractualización del mercado a largo plazo:* se convoca a la firma de contratos directos entre productores y la demanda prioritaria, por un lado (con las distribuidoras) y la demanda de usinas térmicas (con CAMMESA).

*c) Objetivos:*

- viabilizar inversiones inmediatas en producción en todas las cuencas,
- satisfacer las necesidades de gas con el producido de nuestros yacimientos,
- proteger los derechos de los usuarios y consumidores,
- proteger la cadena de valor de toda la industria gasífera,
- mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción,
- cuidar los ingresos de los usuarios finales vía tarifa,
- sustituir importaciones de GNL y combustibles líquidos,
- disminuir el costo fiscal de los subsidios,
- coadyuvar con una balanza energética superavitaria,
- generar certidumbre de largo plazo en el sector,
- establecer un sistema transparente abierto y competitivo.

*d) Precio competitivo de mercado:* el precio del gas en PIST surgirá de la concurrencia en las subastas libres en un marco de competencia, pero con condiciones que fija el Estado para asegurar los objetivos (ej. obligación de invertir para evitar el declino de la producción). Se fija un precio tope a los efectos de incorporar la curva de eficiencia del último lustro (desde los 7,50 USD/MMBTu de los PG I y II y de la Res. N° 46).

*e) Plazo:* se apunta al mediano plazo, esto es, a 4 años, a los efectos de viabilizar inversiones sostenidas y normalizar el mercado. El plazo se duplica a 8 años proyectos *offshore* puesto que son desarrollos que requieren un horizonte mayor. Este Esquema podría ser continuado mediante subastas anuales que vayan adicionando un período anual al final de cada bloque de 4 años, a efectos de mantener y aumentar los volúmenes involucrados.

*f) Compromiso:* los productores deberán comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento de los niveles del trimestre mayo-julio-julio de 2020. Esto, en una actividad con declino geológico, implica un volumen de inversión significativo que —a la vez— tracciona los niveles de empleo.

*g) Prioridad de inyección:* se le reconoce prioridad para la inyección en períodos con excedentes de oferta (estivales) a quienes resulten con precios más competitivos en la subasta, con lo cual se favorece la eficiencia en las asignaciones.

*h) Prioridad de exportación:* se le otorga prioridad para exportar en firme hasta 6 MMm<sup>3</sup>/d fuera del período estacional de invierno a quienes también sean más competitivos. Asimismo, otros 5 MMm<sup>3</sup>/d serán habilitados en firme a quienes participen de la subasta. Objetivos: desarrollo del mercado de exportación a Chile e incentivo de la concurrencia.

*i) Tarifas y subsidios:* la Secretaría de Energía definirá cuáles son los niveles de traslado (*pass through*) del costo a la demanda prioritaria. De esta manera, se establece el contenido de la política pública de subsidios a fin de proteger a los segmentos vulnerables de la población. Los contratos con las distribuidoras reflejarán esos niveles tarifarios y serán firmados en moneda local.

*j) Inicio:* en función de los plazos necesarios para lograr inyección en mayo de 2021.

*k) Penalidades por incumplimientos:* habrá reducciones proporcionales del precio ofertado y hasta se podrá perder la participación en el Esquema. Si se incumple el compromiso de inyección en el período invernal se abona una penalidad adicional.

*l) Relación con planes de estímulo hoy vigentes:* se promueve el acople con el Programa de estímulo dispuesto en las Resoluciones N° 46-E/2017, 419-E/2017 y 12-E/2018. Este propósito tiene como objetivos:

- que los volúmenes de la Res. 46 queden incorporados en el presente Esquema,
- que aquella inversión del Estado redunde ahora en precios competitivos,
- que queden contemplados los derechos de los beneficiarios.

Se han previsto una serie de opciones de ingreso a fin de igualar las condiciones de partida de todos los productores. Y se establecen medidas que comenzarán a tener vigencia al momento de finalización del citado programa (enero de 2022).

Se exige el desistimiento a todo derecho, acción o reclamo, presente o futuro, administrativo, judicial, extrajudicial, y/o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y/o en el ámbito internacional, incluyendo tratados de promoción de inversiones extranjeras, en relación con cualquier cuestión vinculada a solicitudes de pago que excedan la proyección mensual de producción (curva original).

*m) Singularidad del offshore:* se han diseñado condiciones particulares para los desarrollos costa afuera dado las características diferenciales en materia de: (i) costos de inversión y logística; (ii) condiciones meteorológicas y oceánicas extremas; (iii) riesgo geológico alto; (iv) operación y mantenimiento que requiere medios marinos y aéreos de soporte, trabajos de buceo y personal altamente capacitado.

## Síntesis del esquema de oferta y demanda de gas natural 2020-2024

1. Los productores que deseen participar deberán comprometerse a sostener o aumentar la inyección promedio del trimestre mayo-julio 2020.
2. Se licitan 70 MMm<sup>3</sup>/d de gas que entran en el bloque base de 4 años, que no pueden representar más del 70% de la producción de las empresas. Lo que define un volumen mínimo a inyectar de 100 MMm<sup>3</sup>/d, a partir de mayo de 2021. Los contratos comenzarían desde septiembre/octubre 2020.
3. Se licitarán volúmenes adicionales para los períodos estacionales de invierno de esos 4 años, en función de las capacidades de transporte remanentes contratadas por las demandas de distribuidoras y usinas térmicas.
4. La licitación se divide por cuenca. Para el bloque base se licitan 2,8 MMm<sup>3</sup>/d en Noroeste, 47,2 MMm<sup>3</sup>/d en Neuquina, y 20 MMm<sup>3</sup>/d en Austral. En caso de no cubrir el volumen de una cuenca determinada, se asignará dicho volumen a ofertas de otras cuencas siempre que haya capacidad de transporte contratada y disponible.
5. Para la producción *offshore* se establece un plazo adicional de 4 años (total de 8). Una vez iniciado el plazo adicional, los volúmenes comprometidos por cada productor para el abastecimiento de la demanda comprendida deberán ascender al 70% de la producción que tenga a partir de septiembre 2024. En adelante, el productor deberá cumplir con los contratos firmados con las distribuidoras y CAMMESA.
6. Los productores *offshore* deberán compensar el diferencial entre la producción base y su producción real, con gas importado o inyecciones superiores a las comprometidas, durante los meses de junio, julio y agosto de los primeros 4 años del esquema. A tal efecto se considerará la producción base total de la cuenca de cada productor.
7. En caso de no alcanzarse el volumen de 70 MMm<sup>3</sup>/d del bloque en la primera ronda, se prevé segunda ronda complementaria donde cada productor se compromete a compensar su falta de volumen inicial con importaciones a su cargo de gas importado durante el período invernal 2021. Esta alternativa permitiría que participen productores que no llegan a incrementar producción para mayo de 2021.
8. La licitación pondera, en los precios ofertados, el peso de la Resolución N° 46, a menos que el productor renuncie a sus derechos desde la entrada en vigencia del Esquema.
9. A los efectos de comparar las ofertas de distintas cuencas, se considerará el costo del gas retenido hasta el centro de carga: 4,86% para cuenca Neuquina y 11,27% para cuenca TDF y 5,20 para cuenca Noroeste.
10. Cada productor oferta un precio único que será el que percibirá a lo largo de los 4 años. Para el bloque base, durante el período invernal (mayo-septiembre) se aplicará un factor de 1,25 al precio ofertado, y durante el período estival (octubre-abril) se aplicará un factor de 0,82 al precio ofertado. Los volúmenes adicionales para los períodos estacionales de invierno tendrán un precio equivalente al precio ofertado por cada productor por un factor de ajuste de 1,30.
11. El precio considerado para la adjudicación será igual al valor presente del precio promedio ponderado, de los volúmenes del bloque base, entre la oferta y la Resolución N° 46, para los 4 años (8 para *offshore*), descontados al 10% e incluyendo el costo del gas retenido.

12. Cada productor beneficiario del programa establecido en la Resolución N° 46, podrá optar por no competir en el presente Esquema hasta la finalización del citado programa, esto es, hasta el 31 de diciembre de 2021. En dicho caso, ese productor podrá realizar su oferta sin ponderar en su precio ofertado los volúmenes comprometidos bajo la Resolución N° 46, pero solamente le serán asignados volúmenes en caso de que existan cantidades remanentes a las definidas para la cuenca en cuestión; y ello, luego de haber sido asignadas todas las ofertas correspondientes a la ronda inicial.
13. Se define un precio máximo de 3,4 USD/MMBTu para el precio considerado para la adjudicación (precio a valor presente).
14. El precio ofertado será el que le corresponderá cobrar a cada productor adjudicado durante la vigencia del esquema.
15. Las penalidades por incumplimiento entre el 85% de entrega y el 95% serán un descuento en el precio proporcional al porcentaje de incumplimiento.
16. Las penalidades por incumplimiento debajo del 85% serán la imposibilidad de cobrar el precio subastado en el período de incumplimiento.
17. Si la inyección durante los meses del período invernal de cada año es inferior a la comprometida, el productor deberá compensar su falta de volumen con gas importado o inyecciones superiores a las comprometidas, o pagando el equivalente a 2 veces el volumen a compensar valorizado al precio ofertado por un factor de ajuste de 1,25.
18. Si se registran incumplimientos por 6 meses seguidos, el productor quedará excluido del esquema y se ejecutarán las cauciones (montos percibidos durante el año calendario en que se verifique el incumplimiento, correspondiente al diferencial entre el precio ofertado y: (i) el precio a reconocer por las distribuidoras según los cuadros tarifarios vigentes, o (ii) el precio de referencia a reconocer por CAMMESA. Estos montos a reintegrar serán calculados con más un 10%.
19. El orden de mérito resultante de la licitación define: (i) el ingreso en el bloque al precio ofertado; (ii) el orden en el que se corta la inyección ante excedentes de oferta en períodos de baja demanda; (iii) la prioridad para exportar (de acuerdo al volumen a contratar con CAMMESA).
20. En función del orden establecido en el punto anterior, se asignará la posibilidad de obtener permisos firmes de exportación por 4 MMm<sup>3</sup>/d en Neuquina y 2 MMm<sup>3</sup>/d en Austral.
21. Adicionalmente, sin tener en cuenta el orden mencionado, previo al inicio del período estacional de verano, se asignarán a cualquiera de los productores de cada cuenca, permisos firmes adicionales a los mencionados en el punto precedente por 3 MMm<sup>3</sup>/d en Neuquina y 2 MMm<sup>3</sup>/d en Austral.
22. Se determinará, mediante un proceso que incluya instancias de efectiva participación ciudadana –y teniendo en consideración la política de subsidios adoptada por el Estado nacional–, el precio por el cual las prestatarias del servicio de gas natural podrán solicitar que se efectúe el ajuste tarifario por variación en el precio del gas natural comprado. Dicho precio podrá ser igual o inferior al precio de mercado. El diferencial entre el precio determinado por la autoridad de aplicación ministerial y el precio ofertado estará a cargo del Estado nacional.
23. Se adjuntará el modelo de contrato a firmar con distribuidoras y CAMMESA con un *Deliver or Pay* (DOP) del 100% diario y un *Take or Pay* (TOP) del 75% mensual.

## Articulación de la política pública. La negociación con actores relevantes de la escena pública energética

La propuesta inicial del Ministerio de Desarrollo Productivo, que se encontraba dentro de sus competencias administrativas (listadas en las acciones primarias como responsable principal del área energética, en virtud del Decreto N° 50/2019), fue compartida, discutida, modificada, ajustada y reformulada con una serie de actores institucionales y sociales, tanto al interior del Gobierno como con terceros interesados.

De esta manera, la planificación estratégica y la elaboración primigenia fueron articuladas formal y explícitamente con porciones de sectores vinculados a: (i) los hidrocarburos en sí, (ii) la agenda fiscal y presupuestaria del Estado nacional y de las provincias, (iii) la dimensión ambiental y laboral de la actividad, así como (iv) los intereses empresariales propios del negocio gasífero.

### Ministerio de Economía de la Nación

Un actor central durante este proceso secuencial y multifocal fue, sin dudas, la cartera responsable de la hacienda, las finanzas, el presupuesto y la deuda del país. Su participación data de la génesis del Plan, en tanto las mesas de discusión interministerial fueron permanentes durante todo el devenir del Esquema 2020-2024, incluso con la presencia de ambos responsables principales de cada ministerio.

La hoja de ruta de estos encuentros estuvo centrada en debatir el alcance presupuestario, temporal y fiscal de los compromisos asumidos por el Tesoro. Temporal, porque se puso en cuestión si correspondía extenderlo por 3 o 4 años. Presupuestario, en tanto se estaba cerrando el proyecto de Presupuesto para el ejercicio 2021 y sus componentes plurianuales para los años siguientes. Y fiscal, puesto que adquirió notoria relevancia, desde un principio, la decisión de escindir dos cuestiones relativas al subsidio estatal, que si bien están coligadas, son perfectamente divisibles, a saber: el nivel del estímulo a reconocer a las empresas productoras, por un lado, y el nivel de tarifas a traspasar a los usuarios, por el otro. En una palabra, dos insumos centrales del programa fiscal del Ministerio de Economía (y del Banco Central).

### Provincias hidrocarburíferas (OFEPHI)

El Plan Gas.Ar fue concebido, desde su minuto uno, como un programa de incentivo a la producción gasífera tanto convencional como no convencional y desde todas las cuencas productivas del país, principalmente –pero no excluyentemente– de la cuenca neuquina y la cuenca marina austral.

En consecuencia, el acompañamiento de los gobernadores de las provincias productoras, nucleadas en la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHi), se tornó tan inevitable como sumamente deseable. La articulación con los titulares del Departamento Ejecutivo de Tierra del

Fuego AeIAS, Santa Cruz, Chubut, Río Negro, Neuquén y Mendoza (amén de La Pampa, Jujuy, Salta y Formosa) fue permanente y muy valiosa, principalmente con los representantes de las provincias patagónicas.

Es oportuno aquí advertir que el Plan Gas.Ar, al ser un programa de estímulo de alcance federal y estar solventado con fondos de la Nación, se enmarca en las facultades exclusivas de:

- (i) el Poder Legislativo Nacional (Congreso) de aprobar la legislación de fondo en materia de minería e hidrocarburos, y de promover el progreso y el desarrollo (conf. art. 75 incs. 12, 18 y 19 CN), y
- (ii) el Poder Ejecutivo Nacional (presidente y SEN) de dictar la política energética para todo el país (conf. DL de Hidrocarburos N° 17319/67, ley “corta” N° 26197 y modificatorias).

*Estos fundamentos constitucionales y legales, sumados a la conciencia de que este tipo de programas fomenta la actividad, el trabajo local y la recaudación de provincias y municipios, permitió que las provincias se abstuvieran de anteponer el clásico reclamo “en defensa del federalismo”, apalancado en los derechos que otorga el reconocimiento del “dominio originario” de los recursos naturales hidrocarburíferos (conf. art. 124 in fine CN).*

## Empresas productoras

El diseño del Plan Gas.Ar no tuvo como génesis una idea aislada de un funcionario “en la soledad de su despacho” (típica crítica antipolítica que intenta desprestigiar el accionar público al atribuirlo a la supuesta discrecionalidad –o peor aún, arbitrariedad– de algún personaje de la burocracia estatal con cuyas medidas no se concuerda). Por el contrario, fue producto de la experiencia acumulada para un conjunto de actores públicos y privados que habían vivido el devenir histórico de los planes de incentivo ya ensayados con anterioridad por diversos Gobiernos de distinto signo político. Entre ellos, la élite empresarial de la industria hidrocarburífera del país, junto con su cuerpo gerencial (compuesto de vicepresidentes, directores, gerentes técnicos y comerciales, así como el resto del *management*), desempeñaron un rol de gran centralidad en el proceso de elaboración de la política pública a partir de los intercambios colaborativos para construir las bases y fundamentos del programa de estímulo.

A los efectos de caracterizar esta participación corporativa es posible recurrir a diversos clivajes que discriminan (por género y diferencia) a los elementos de este grupo, a saber:

- a. *Por la participación del Estado en la propiedad y gestión de las empresas:* que distingue claramente a YPF SA –51% estatal– del resto de las operadoras.
- b. *Por el porcentaje de la producción local de la que son responsables:* aquí se destacan las de mayor aporte, como YPF, Total Austral, PAE, Pampa Energía y –a partir de 2018– también Tecpetrol; este hecho las tornó en principales destinatarias de las consultas acerca de la viabilidad técnico-económica del Programa *ex ante*.
- c. *Por la nacionalidad de sus acciones:* que divide a las operadoras en dos subconjuntos: las nacionales (la mayoría) y las extranjeras (entre las que se destacan Shell, Exxon Mobil, Total Austral y Wintershall Dea).

- d. *Por la operación por cuenca*: se dividen en 14 compañías productoras en Cuenca Neuquina (con YPF a la cabeza), por un lado; y PAE en Chubut, CGC en Santa Cruz y PAE-Total-Wintershall en Tierra del Fuego (estas últimas tres provincias agrupadas en la Cuenca Marina Austral), por el otro.
- e. *Por el origen de la producción*: que las agrupa en productoras de gas convencional o no convencional, y que en términos generales se identifica con cada cuenca, Austral para la primera y Neuquina para la segunda (salvo CGC en el primer caso –solo NoC– e YPF en el segundo –tiene de ambos tipos de gas natural–).
- f. *Por la magnitud del volumen comprometido*: que pone el acento en aquellas compañías con inyección reducida, las que fueron tributarias del Plan Gas II y que aquí también solicitaron algún tipo de contemplación específica.
- g. *Por su participación en la Resolución N° 46*: que ubica en un perfil de negociación particular tanto a Tecpetrol en Neuquén como a CGC en Santa Cruz.

Estos elementos analíticos, por interesantes que resulten a la disección intrasectorial, no deben “tapar el bosque” de dos hechos incontrastables. Por un lado, que el tan denostado cabildeo (o poder de *lobby* corporativo) no es necesariamente espurio si, y solo si: (a) se realiza de manera transparente y en forma transversal, y (b) quienes se instalan como interlocutores por parte del Estado mantienen en todo momento una visión holística, sistémica y permanentemente orientada hacia el interés general/bien común.

Por otro lado, que el universo de empresas convocadas y finalmente adjudicadas representa el 95% de los productores del país, lo que denota el fuerte interés colectivo en adherir a la propuesta oficial a pesar de los múltiples escollos (reales o hipotéticos) que eran esgrimidos por voces diversas y llamativamente amplificadas durante el proceso de negociación. En efecto, el listado de operadoras participantes del Plan Gas.Ar es el siguiente (ordenadas según el criterio económico de sus ofertas en la Ronda #1):

1. CFI
2. Metro Holding SA
3. Capex SA
4. Pluspetrol SA
5. Vista Oil & Gas Argentina SAU
6. Mobil Argentina SA
7. Wintershall Dea Argentina SA
8. Total Austral SA
9. Petrobras Operaciones SA
10. Shell Argentina SA
11. Grupo Pan American
12. Pampa Energía SA
13. Tecpetrol SA

14. CGC SA

15. YPF SA

En fin, se trata de un total de: (a) quince empresas; (b) grandes, medianas y chicas; (c) nacionales y extranjeras; (d) americanas y europeas; (e) con producción en cuenca neuquina y austral; (f) de gobierno corporativo privado y mixto; (g) con producción R46 y sin ella; (h) con producción creciente y declinante; (i) con producción destinada al mercado y a su propia demanda eléctrica; (j) con producción *onshore* y *offshore*; etc.

## Empresas distribuidoras de gas natural por redes

Por su parte, también se convocó a adherir al Plan Gas.Ar a todas las empresas licenciatarias del servicio público de distribución de gas natural por redes, herederas de las actividades otrora desarrolladas por la empresa pública Gas del Estado SE, y que abastecen a casi 9 millones de usuarios en todo el país.

En este caso, sí se logró articular directamente con la asociación que las aglutina, esto es, ADIGAS. Forman parte de esta cámara las siguientes compañías, que cuentan con un monopolio exclusivo por zonas:

1. Metrogas
2. Naturgy BAN S.A.
3. Centro
4. Cuyana
5. Litoral
6. Gasnea
7. Gasnor
8. Cammuzi Pampeana
9. Cammuzi Sur

## Sociedades anónimas bajo injerencia estatal (SABIE)

La articulación con las empresas de propiedad total (IEASA) o mayoritaria (YPF) del Estado nacional, o contralada por este (CAMMESA), ha sido permanente y su utilidad sumamente provechosa para la confección del programa.

Obviamente, YPF fue el primer actor de la industria a quien se consultó. Ello, por varias razones: (i) por ser la empresa líder del sector hidrocarbúfero, (ii) por contar con una historia casi centenaria de operación en todas las cuencas productivas del país, (iii) por tener, desde 2012, un paquete accionario 51% en manos del Estado nacional, y (iv) porque la misma ley que decidió la

expropiación de la mayoría de su capital social también dispuso que la compañía debía realizar una “contribución estratégica” al cumplimiento de los objetivos del logro del autoabastecimiento de hidrocarburos (conf. art. 16 de la Ley N° 26741), entre los que se encuentra –obviamente– la producción de gas natural con destino a la demanda doméstica.

Por su parte, CAMMESA, que es una empresa privada con minoría estatal (20%), pero cuya conducción recae en la Secretaría de Energía (en virtud de sus estatutos y de la Ley N° 24075), aportó profesionales con sobrada *expertise* técnica en la materia que contribuyeron en todo el proceso de confección de la política pública.

Otro actor relevante desde el lado de las empresas públicas fue Integración Energética Argentina SA (IEASA), compañía 100% estatal, producto de la fusión entre ENARSA y EBISA en el año 2017, cuya razón social es ahora Energía Argentina SA (ENARSA).<sup>9</sup> Como brazo ejecutor de una serie sumamente relevante de políticas públicas energéticas (tales como la importación de gas natural desde Bolivia o de GNL a través de buques metaneros en los puertos regasificadores de Escobar y Bahía Blanca), IEASA también participó de la fase final del proceso desde su rol de proveedor de gas de última instancia tanto para las distribuidoras como para la demanda de GNC.

## **Aprobación de la política pública: formalización normativa a través de una regla jerárquica**

Finalmente, luego de meses de elaboración, consulta, revisión y validación, el PEN procedió a dictar el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020, publicado en el Boletín Oficial de fecha 13/11/2020, por medio del cual se dio aprobación al Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024.

El artículo 4° contiene lo que podría llamarse como el “corazón” del plan a instrumentar, a saber:

- a. *Volumen*: será por un volumen base total de 70.000.000 m<sup>3</sup>/día para los 365 días de cada año calendario de duración del esquema. *Este volumen base podrá ser modificado por la SEN a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda, así como ampliado para los sucesivos períodos invernales y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan.*
- b. *Plazo*: tendrá una duración inicial de 4 años. *Este plazo podrá ser ampliado por la SEN en función de su evaluación de la situación en el mercado de gas.* Para los proyectos Costa Afuera podrá contemplarse un plazo mayor, de hasta 8 años en total, en atención a las particularidades de este tipo de proyectos.
- c. *Exportaciones*: podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta un volumen total de 11.000.000 m<sup>3</sup>/día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal. Estas condiciones podrán

<sup>9</sup> Para un análisis del formato jurídico y rol de IEASA, ver Carbajales, J. J. (18/06/2021). Adiós al Estado subsidiario. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2021/06/adios-al-estado-subsidiario/>

ser utilizadas tanto para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL.

- d. *Procedimiento de oferta y demanda*: los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la SEN, que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia.
- e. *Agregación de la demanda*: se garantizará un mecanismo que permita agregar las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de usinas eléctricas, más las exportaciones en período no invernal.
- f. *Coordinación con programas de incentivo*: se procurará amalgamar el esquema con los planes de estímulo a la oferta de gas natural establecidos por las Resoluciones MINEM N° 46 y N° 447 del año 2017.
- g. *Valor agregado nacional y planes de inversión*: el diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de las empresas productoras cumplirá con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional; al tiempo que será contemplado un sistema de control y sanción que será implementado por la SEN en forma conjunta, federal y colaborativa con el Ministerio de Desarrollo Productivo, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, las provincias que adhieran al citado esquema y las organizaciones de trabajadores y empresariales del sector que así lo soliciten.

Vale destacar de este punteo dos aspectos que serán sumamente valiosos a los efectos de la extensión del Plan más allá del 2024: la posibilidad, ya delegada en la Secretaría de Energía, de ampliar volúmenes y plazos (lo que se volvería una realidad, dos años después, a través de las Rondas #4 y #5 adjudicadas a fines de 2022).

## Implementación de la política pública

### Ronda #1

#### *Volumen base 2021-2024*

Finalmente, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 391/2020 de fecha 15 de diciembre, mediante la cual se adjudicaron los volúmenes a cada oferente<sup>10</sup> y se aprobaron los precios del gas natural en el PIST correspondientes a los volúmenes adjudicados.

Se verá que tales asignaciones están divididas en dos instancias temporales bien definidas: por un lado, el año 2021, durante el cual todavía estaban vigentes los beneficios de la Resolución N° 46/17,

<sup>10</sup> La única empresa no adjudicada fue Alianza Petrolera Argentina SA, por lo que quedaron 15 oferentes adjudicados en total.

por lo que hubo que discriminar la posición relativa de cada oferente; por otro lado, los años 2022 al 2024, donde ya todos los jugadores comenzaban un nuevo ranking donde la competencia era simple y directa, conforme el precio ofertado.

**Tabla 1. Volúmenes y precios ofertados para 2022/2024 en Cuenca Neuquina (en MMm3/d y USD/MMBTu).**

II - Volúmenes y precios ofertados - 2022 - 2024								
Orden	Empresa	Cuenca	Volumen Periodo Base	Volumen 1.4 A	Volumen 1.4 B	Volumen Periodo Estacional de Invierno Adicional	Precio Volumen Total Ofertado	Valor Presente Neto (VPN)
							MMm³/día	US\$/MMBTU
1	CFI	NEU	0,087				2,600	2,26
2	METRO HOLDING S.A.	NEU	0,072				2,630	2,29
3	CAPEX S.A.	NEU	0,814				2,400	2,31
4	PLUSPETROL S.A.	NEU	2,275				3,294	2,86
	VISTA OIL & GAS ARG. S.A.U.	NEU	0,859				3,290	2,86
5	MOBIL ARGENTINA S.A.	NEU	0,410				3,400	2,95
6	WINTERSHALL DEA ARG. S.A.	NEU		1,000	0,860		3,430	2,98
7	TOTAL AUSTRAL S.A.	NEU		2,165	0,866	0,600	3,489	3,03
8	PETROBRAS OPERACIONES S.A.	NEU	0,840				3,506	3,05
9	SHELL ARGENTINA S.A.	NEU	0,301				3,540	3,08
10	PAN AMERICAN ENERGY S.A.	NEU	2,650				3,590	3,12
11	PAMPA ENERGIA S.A.	NEU	4,900			1,000	3,600	3,13
12	TECPETROL S.A.	NEU		7,100	2,840	2,000	3,650	3,17
13	YPF S.A.	NEU	20,900				3,660	3,21
<b>TOTAL</b>		<b>52,54</b>	<b>34,11</b>	<b>10,27</b>	<b>4,57</b>	<b>3,60</b>		

Fuente: Secretaría de Energía.

**Tabla 2. Volúmenes y precios ofertados para 2022/2024 en Cuenca Marina Austral (en MMm3/d y USD/MMBTu).**

II - Volúmenes y precios ofertados - 2022 - 2024								
Orden	Empresa	Cuenca	Volumen Periodo Base	Volumen 1.4 A	Volumen 1.4 B	Volumen Periodo Estacional de Invierno Adicional	Precio Volumen Total Ofertado	Valor Presente Neto (VPN)
							MMm³/día	US\$/MMBTU
1	PAN AMERICAN ENERGY S.A.	TDF	3,647				3,390	3,16
2	TOTAL AUSTRAL S.A.	TDF	5,000				3,398	3,17
3	PAN AMERICAN ENERGY S.A.	CHU	2,146				3,520	3,18
4	WINTERSHALL DEA ARG. S.A.	TDF	5,300				3,430	3,20
5	CGC S.A.	SC		1,700	0,680		3,460	3,21
<b>TOTAL</b>		<b>18,47</b>	<b>16,09</b>	<b>1,70</b>	<b>0,68</b>			

Fuente: Secretaría de Energía.

## Precio promedio

El precio promedio ponderado de todas las ofertas, dividido por cuenca, para esta Ronda #1.

*Este precio de 3,53 USD/MMBTu será, en adelante, la nueva referencia para el sector del gas natural en Argentina, y se convertirá –lenta pero inexorablemente– en “el” precio para los diferentes segmentos de la demanda.*

## Volúmenes adicionales de invierno

Finalmente, la SEN también adjudicó los volúmenes adicionales de invierno de la Ronda #1, que son aquellos que se agregan a los 70 MMm<sup>3</sup>/d de base. Es aquí donde se verificó, de manera cruda, la indeseable cercanía temporal entre la convocatoria a dicha Ronda #1 y el “día D” del Plan (mayo de 2021), por lo que algunos analistas identificaron a este dato como el “talón de Aquiles” del Plan Gas.Ar.

**Tabla 3. Volúmenes adicionales de invierno 2021-2024 (en MMm<sup>3</sup> /d).**

V - Volúmenes adicionales Período Estacional de Invierno 2021 - 2024 - En MM M3/día						
CUENCA	EMPRESA	May	Jun	Jul	Ago	Sep
NEUQUINA	TOTAL AUSTRAL S.A.	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
	PAMPA ENERGIA S.A.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	TECPETROL S.A.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
<b>TOTAL</b>		<b>3,60</b>	<b>3,60</b>	<b>3,60</b>	<b>3,60</b>	<b>3,60</b>

Fuente: Secretaría de Energía.

*Vale destacar que el desarrollo secuencial del Plan Gas –con las Rondas #2 y #3 inmediatas, más las #4 y #5 que se agregaron en 2022–, demostró que tal carencia podía ser subsanada o, al menos, aminorada.*

## Resumen de la Ronda #1

En síntesis, el resultado de la Ronda #1 del Plan Gas.Ar, primera instancia de implementación de la política pública aquí reseñada, puede resumirse en los siguientes datos:

Cuencas: Neuquina y Marina Austral

- Volumen total adjudicado: 67,41 MMm<sup>3</sup>/d. De los cuales:
  - Volumen período base: 50,20 MMm<sup>3</sup>/d.
  - Volumen Punto 1.4 propuesta A (50% de R46 con prioridad): 11,97 MMm<sup>3</sup>/d.
  - Volumen Punto 1.4 propuesta B (50% de R46 sin prioridad): 5,25 MMm<sup>3</sup>/d.
- Adicional de Invierno: 3,60 MMm<sup>3</sup>/d.

- Promedio Ponderado: 3,53 USD/MMBTu.
  - Factor de ajuste estacional: 0,82 en verano y 1,25 en invierno.
  - Factor de ajuste estacional: 1,30 para adicionales de invierno.

De esta manera, una primera conclusión plausible es que el gran objetivo inicial del Plan Gas.Ar, de revertir el declino de la producción, fue satisfecho con creces, puesto que se logró adjudicar ofertas cuatrianuales por casi la totalidad del volumen base buscado.

## Reglamento del régimen de exportaciones en firme

Otro de los aspectos sumamente novedosos que incorporó el Plan Gas.Ar es la habilitación del PEN al otorgamiento de permisos de exportación de gas natural en condición *firme* para el período estacional de verano.

Así, mediante la Resolución N° 360/21 de fecha 23 de abril de 2021 la Secretaría de Energía aprobó el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural, que incluyó los volúmenes previstos en dicho Plan, pero a su vez operó una modificación al régimen hasta ese entonces vigente, dispuesto por la Resolución N° 417/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía.

Para ello, se tomó en consideración las características del mercado local, cuya demanda de gas natural se encuentra fuertemente marcada por la estacionalidad, debido a la determinante influencia del consumo residencial, así como también las características del mercado regional y global, al cual resulta crucial integrarse y desarrollar, a fin de paliar la mencionada estacionalidad e incentivar la producción constante y razonablemente estable de hidrocarburos.

*El punto más relevante de este nuevo procedimiento es la forma en que se amalgaman dos objetivos de la política pública, a saber: resguardar el mercado interno y promover el desarrollo del mercado de exportación.*

En efecto, se determinó que las autorizaciones serán otorgadas en la medida en que no se afecte la seguridad del abastecimiento del mercado interno, de conformidad con el artículo 6° del antiguo Decreto-Ley de Hidrocarburos N° 17319/67 y con el artículo 3° de la Ley de Gas N° 24076 de 1992. A tal fin, la autoridad de aplicación realizará, en forma previa al otorgamiento del permiso, un *análisis integral y sistémico* de las condiciones de funcionamiento del mercado interno a efectos de lograr cubrir la demanda interna mediante un suministro eficiente y velar por la seguridad de su abastecimiento en cada caso.

## Ronda #2

En febrero de 2021 la Secretaría de Energía decidió lanzar una nueva instancia de recepción de ofertas para incrementar los volúmenes adjudicados para cada uno de los períodos invernales de los años

2021 a 2024 inclusive. Mediante la Resolución N° 169/2021, de fecha 8/3/21, la autoridad de aplicación procedió a adjudicar la Ronda #2 en los siguientes términos:

- Empresas adjudicadas: 2 compañías (Tecpetrol y Pampa Energía).
  - Cuenca: neuquina.
- Volumen adicional de invierno adjudicado: 3,46 MMm<sup>3</sup>/d promedio.
  - Para 2021: promedio de 3,90 MMm<sup>3</sup>/d.
  - Para julio 21-24: promedio de 3,36 MMm<sup>3</sup>/d.
- Precio adjudicado:
  - Idéntico al ofertado por cada empresa productora en la Ronda #1.
  - Con el factor de ajuste de 1,30.

De esta manera, se daba respuesta al punto más débil de la Ronda #1, esto es, la escasa oferta para el pico de consumo invernal. Y fue, además, un paso más en la dirección de consolidar una herramienta que se mostraba eficaz en términos sistémicos.

## Ronda #3

Luego, unos pocos meses más tarde, la SEN retomó la dinámica licitatoria y convocó, mediante la Resolución N° 984/21, del 19 de octubre de 2021, a una nueva ronda. El propósito de esta subasta era completar el volumen base de los 70 MMm<sup>3</sup>/d *flat* anual, esto es, el objeto de la Ronda #1. Asimismo, se buscaba seguir agregando volúmenes adicionales para los meses del período invernal. Finalmente, mediante la Resolución N° 1091/21 del 10 de noviembre de 2021, la Secretaría de Energía procedió a adjudicar los volúmenes de esta ronda.

- Empresas adjudicadas: Tecpetrol, Pampa Energía y Pluspetrol.
- Volumen total: 3,00 MMm<sup>3</sup>/d.
- Precio adjudicado: promedio: 3,519 USD/MMBTu.
  - Este precio es levemente *inferior* al promedio adjudicado en la Ronda #1.

## Impacto de la política pública

### Resultado de las Rondas #1, #2 y #3

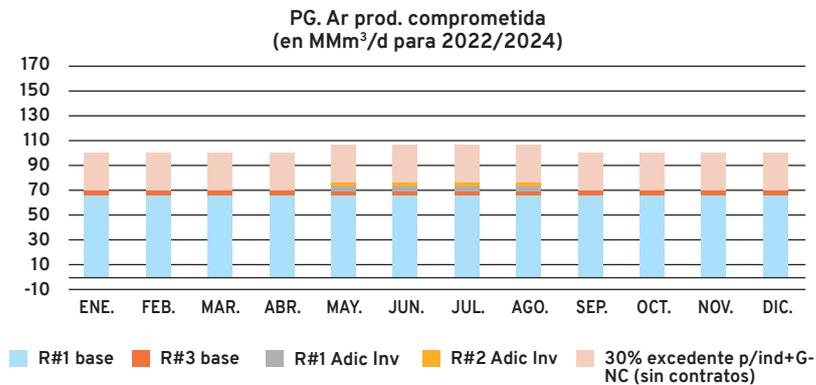
El objetivo final de una política pública es lograr un impacto cierto, concreto y mensurable en la cotidianidad del territorio y la población en la que aquella está inserta. Por ello, es relevante poder

determinar en qué medida se ha modificado efectivamente la realidad alcanzada por el instrumento diseñado, aprobado y oportunamente implementado.

En este sentido, el Plan Gas.Ar, a través de sus Rondas #1, #2 y #3, ha conseguido resultados específicos en el sector del gas natural de Argentina, los cuales se manifiestan concretamente en varios indicadores relativos a la producción hidrocarburífera y a su correlato en las cuentas públicas.

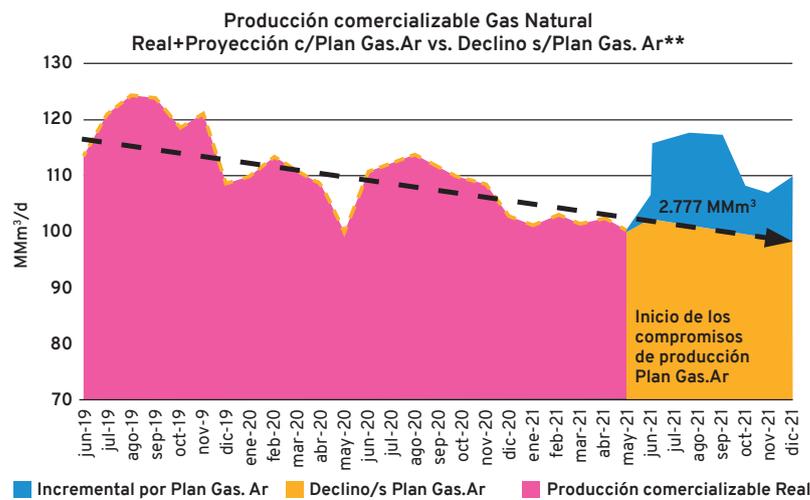
Es posible observar en un gráfico el resultado de las tres adjudicaciones sucesivas.

**Gráfico 2. Producción de gas natural, 2022-2024 (en MMm<sup>3</sup>/d).**



Fuente: Esteban Divito, posgrado Hidrocarburos (UBA).

**Gráfico 3. Inyección de gas natural, junio de 2019 - diciembre de 2021 (en MMm<sup>3</sup>/d).**



Nota: (\*) producción comercializable refiere a inyección de gas natural. (\*\*) Curva de declino 2021 equivalente a una inyección diaria anualizada de 101,4 MMm<sup>3</sup>/d, realizada con estimaciones de la SEN sobre pronósticos de producción para 2021 de DDJJ 2020 de empresas productoras (en forma previa al lanzamiento del Plan Gas.Ar).

Fuente: Secretaría de Energía.

**Tabla 4. Producción de gas promedio diario total, 2021 (en MMm<sup>3</sup>/d).**

Enero	116.002
Febrero	114.548
Marzo	114.498
Abril	114.218
Mayo	121.264
Junio	126.993
Julio	130.698
<b>Agosto</b>	<b>133.680</b>
Septiembre	132.593

Fuente: Secretaría de Energía.

En efecto, un informe de la Secretaría de Energía ha dado cuenta de estos logros ya durante el primer invierno de incidencia del Esquema 2020/2024. Así, en un documento titulado “Resultados del Plan Gas.Ar - Julio 2021”, ha reseñado cinco consecuencias favorables de esta política pública, a saber:

- Mayor producción de gas natural.
- Mayor ahorro fiscal.
- Mayor ahorro de divisas.
- Total evitación de cortes de energía eléctrica.
- Menor consumo de combustibles alternativos.

En cuanto a la situación específica de YPF, quien –como hemos analizado– venía muy afectada por los magros resultados en el marco de la Resolución N° 46/17, su repunte (*Rump up*) de *producción total en la cuenca neuquina para el gas no convencional fue sumamente significativa*.

En efecto, a lo largo de 2021 tuvo una variación desde los 5,14 MMm<sup>3</sup>/d en enero a los 13,15 MMm<sup>3</sup>/d en septiembre, esto es, un aumento de 8 MMm<sup>3</sup>/d.

**Tabla 5. YPF - Producción de gas no convencional, 2021 (en MMm<sup>3</sup>/d).**

MES	INYECCIÓN	OBSERVACIÓN
Enero	514	
Febrero	4,95	
Marzo	5,27	
Abril	5,21	cortes de ruta en Neuquén x 22 días
Mayo	8,09	
Junio	10,23	
Julio	12,23	
Agosto	13,05	
<b>Septiembre</b>	<b>13,15</b>	<b>Tope de la capacidad de tratamiento existente</b>

Fuente: YPF.

En cuanto a las exportaciones de gas natural a Chile, la relevancia del Plan Gas.Ar consistió, ni más ni menos, en retomar la senda de envíos en condición *firme*, esto es, que no pueden ser interrumpidos por causa alguna durante los meses cálidos del verano, donde el gas natural deja de ser insuficiente para satisfacer la demanda local.

Así, puede advertirse que la SEN otorgó permisos a los productores del Plan, quienes procedieron a firmar contratos con sus contrapartes del mercado trasandino. Un total de 22 contratos se habían celebrado ya para la primera temporada octubre de 2021 - abril de 2022.

## Extensión de la política pública

### Rondas #4 y #5 hasta 2028

Arribados al año 2022, y luego de un nuevo cambio del elenco tanto en la SEN (salida del secretario Darío Martínez e ingreso de la ingeniera Flavia Royón) como en el Ministerio de Economía (reemplazo del ministro Martín Guzmán por el abogado Sergio Massa), el gobierno decidió dar continuidad a la política pública de estímulo a la producción local de gas natural por medio del DNU N° 730 del 3/11/2022.<sup>11</sup> Lo hizo a través de nuevas rondas licitatorias del “Plan Gas.Ar 2020-2024”, procedimiento que fue denominado (por enunciación de sus características definitorias), como “Plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028”.

El Decreto N° 730/22, por el que se resolvió darle continuidad al Plan Gas.Ar, contiene disposiciones relativas a los criterios de asignación de los derechos preferenciales de exportación. No obstante, más allá de ese aspecto del Programa,<sup>12</sup> lo relevante es que unos días después la Secretaría de Energía procedió a su reglamentación, por medio de la Resolución SEN N° 770 del 11 de noviembre de 2022. Allí se convoca a subastas competitivas para: (i) extender compromisos de inyección de Ronda #1 por cuatro años (a diciembre de 2028); (ii) llenar el gasoducto presidente Néstor Kirchner (GPNK); (iii) agregar volúmenes para los picos de demanda de invierno; (iv) intentar revertir el declino de las cuencas Austral y Noroeste. A lo largo de sus once anexos, la citada Resolución N° 770/22 convocó a las siguientes rondas licitatorias (vía concursos públicos).

<sup>11</sup> El presidente Alberto Fernández presentó el Plan Gas 4 y 5 de Sustentabilidad Energética (15/9/2023), Museo del Bicentenario. Recuperado de [https://youtu.be/WCDcubZ\\_Dm4](https://youtu.be/WCDcubZ_Dm4). Ver también el anuncio detallado del ministro de Economía Sergio Massa sobre el tema: <https://twitter.com/SergioMassa/status/1570559514637893632?s=20&t=kPtxJs5qDLjQWpf-JKVYIA>

<sup>12</sup> Ver las disputas entre YPF y el resto de las operadoras: <https://econojournal.com.ar/2022/09/precio-mas-caro-para-llenar-el-nuevo-cano-a-vaca-muerta-cambios-en-la-exportacion-hacia-chile-e-incentivo-para-cuencas-maduras-las-claves-del-nuevo-plan-gas/>

En Cuenca Neuquina:

- *Ronda #4.1* para extender (sin subasta) entre enero 2025 y diciembre 2028 los 100 MMm<sup>3</sup>/d de la Ronda #1 (sin adicionales de invierno) y de la Ronda #3.
- *Ronda #4.2* dividida en 4 segmentos:
  - Gas Plano Julio (GPJ): incrementar el volumen base en hasta 11 MMm<sup>3</sup>/d entre julio de 2023 y diciembre de 2028.
  - Gas Plano Enero (GPE): incrementar el volumen base en hasta 3 MMm<sup>3</sup>/d entre enero de 2024 y diciembre de 2028.
  - Gas de Pico 2024 (GP24): incrementar volumen de invierno en hasta 7 MMm<sup>3</sup>/d entre el 1/5 y el 30/9 de los años 2024 al 2028.
  - Gas de Pico 2025 (GP25): incrementar volumen de invierno en hasta 7 MMm<sup>3</sup>/d entre el 1/5 y el 30/9 de los años 2025 al 2028.
- Los volúmenes de la Ronda #4.1 serán adquiridos por Distribuidoras, CAMMESA y/o ENARSA; y los de la Ronda #4.2 solo por ENARSA.
- El precio para las extensiones de la Ronda #4.1 será igual o inferior al de la Ronda #1 (prom. 3,53 USD/MMBTu).
- El precio para la Ronda #4.2 será:
  - GPJ y GPE: inferior o igual a 4 USD/MMBTu.
  - GP24 y GP25: inferior o igual a 6,90 USD/MMBTu.

En cuencas Austral y Noroeste:

- *Ronda #5.1* para extender los compromisos con ofertas en Chubut y Santa Cruz de la Ronda #1. Estos volúmenes permiten un declino frente a la Ronda #1: 85%, 70%, 55% y 40% para 2025 al 2028, respectivamente. Se habilita que en 2025 sea del 80% en algún caso.
- *Ronda #5.2* para gas incremental en cuencas Austral y NOA, y extender en la primera los compromisos de la Ronda #1.
- En ambos casos, entre enero de 2025 y diciembre de 2028.
- El precio de la Ronda #5.1 será igual o inferior al de la Ronda #1, pero el precio de la Ronda #5.2 queda librado a negociación entre las partes.
- Tanto para Ronda #4 como para la #5 los precios se ajustan por los factores estacionales: 0,82 en verano y 1,25 en invierno. Y los volúmenes incrementales, se ajustarán por un factor de 1,30.
- Se prevé la presentación de un plan de actividad incremental.

- Los volúmenes de la Ronda #5 serán adquiridos por CAMMESA y/o ENARSA.
- En todos los casos la presentación de ofertas es el 6/12 y la adjudicación el 16/12. Salvo para la Ronda #5.2, que se extiende hasta el 30/4/2023.

## Adjudicación de las Rondas #4 y #5

En fecha 14/12/2022 se recibieron trece ofertas para las respectivas subastas<sup>13</sup> y, finalmente, la Secretaría de Energía procedió a adjudicar, por medio de la Resolución N° 860 del 22/12/2022, once ofertas para la Ronda #4, más otras dos para la Ronda #5.

Al momento de anunciar las adjudicaciones, el ministro de Economía Sergio Massa declaró que “[e]ste Plan es la oportunidad más grande de construir orden fiscal sobre la base de haber alineado un recurso estratégico, inversión privada e incentivos del sector público”.

Asimismo, el funcionario concluyó, de manera tajante:

el cambio más importante que produce este Plan es el cambio en la matriz de producto bruto interno (PBI) de la Argentina, [puesto que] en 2026 las exportaciones del sector [hidrocarburífero] van a llegar a pesar, en [las] reservas y en [la] balanza comercial, lo mismo que pesa todo el complejo [sojero]. [Ello], para [tener] dimensión del peso de lo que [aquí] se está poniendo en marcha.<sup>14</sup>

A su vez, la secretaria de Energía, Flavia Royón, anunció que se estiman en 19.500 MMUSD de ahorro en subsidios para los próximos cinco años, así como 27.000 MMUSD de ahorro de divisas, más una recaudación adicional de 600 MMUSD solo para el primer año y 3.500 MUSD para los próximos cinco años. Por último, un incremento de las inversiones de 7.000 MMUSD por parte del sector privado.<sup>15</sup>

## Síntesis de las Rondas #4 y #5

*Habemus* sistema: con la adjudicación de estas nuevas rondas #4 y #5, el Plan Gas.Ar 2020-2028 se consolida como un “sistema” que da: (i) previsibilidad a la industria, (ii) resiliencia a la demanda y (iii) certeza al fisco.

13 Ver resumen de Télam: <https://www.telam.com.ar/notas/202212/614258-empresas-gasoducto-nes-tor-kirchner.html>

14 Ver anuncios de adjudicación por parte del Ministerio de Economía: <https://www.youtube.com/live/m0a1a-9jz9ro?feature=share>

15 Ver anuncios de adjudicación por parte de la Secretaría de Energía: [https://twitter.com/Energia\\_Ar/status/1606011987959418885?s=20&t=71VnKtK1-gW3pJ-3qxUg3Q](https://twitter.com/Energia_Ar/status/1606011987959418885?s=20&t=71VnKtK1-gW3pJ-3qxUg3Q)

*Precio de referencia, desacoplado:* se afianza un precio en torno a los 3,50 dólares –o menor– como la referencia para todo el gas local de base. También se logra un desacople significativo con respecto a los valores de importación de invierno (en torno a 5 dólares frente a los 35/40 USD/MMBTu del GNL o el gasoil estimados para el año 2023).

*Confianza chilena:* se continúa reforzando la confianza de los clientes transcordilleranos, pues ya transcurre el segundo verano consecutivo de exportaciones en firme, y se prevén seis períodos más y con volúmenes incrementales.

*Exportación de GNL:* se garantiza que el gas de Vaca Muerta siga teniendo un horizonte tal que habilite en algún momento proyectos de exportación de GNL,<sup>16</sup> hidrógeno y litio, en consonancia con los requerimientos de Europa y el este asiático a raíz de los conflictos geopolíticos y la agenda climática.

*Abastecimiento y transición:* en términos de matriz, el gas natural es nuestro “Messi” energético que nos permitirá alcanzar, en un horizonte de mediano plazo, el autoabastecimiento (físico y/o económico), así como dar un salto cualitativo que permita obtener las divisas necesarias para alinear las metas de desarrollo productivo (que reduzcan los alarmantes niveles de pobreza y desigualdad) con los compromisos de descarbonización asumidos en la esfera internacional.<sup>17</sup>

*Matriz productiva:* un dato de suma relevancia, expresado por el ministro de Economía, es que este Plan podría cambiar la matriz del PBI de Argentina, puesto que en 2026 las exportaciones del sector hidrocarburos van a pesar (en términos de reservas y de balanza comercial) lo mismo que todo el complejo sojero en la actualidad. Ello, al tiempo que se estima un ahorro de subsidios de 19.500 millones de dólares para los próximos cinco años.

*Programa win-win:* en suma, este Plan de estímulo implica más gas argentino, menos importaciones, más trabajo local, menos salidas de divisas, más saldos exportables, menos incertidumbre sistémica, más contratos con demanda asegurada, menos emisiones de gases contaminantes, más recaudación federal, menos inseguridad de abastecimiento, más sustentabilidad energética y menos disparidad de precios en el mercado interno.

## Conclusiones

El proceso de transición hacia una matriz energética que contribuya a mitigar los efectos del cambio climático y el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en materia de descarbonización y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero plantea un desafío gigantesco a nivel global. Allí inmersa, Argentina se ha dado una estrategia propia basada en sus condiciones

<sup>16</sup> Ver los desafíos técnicos, económicos y regulatorios de la exportación de GNL en Carbajales, J. J. (5/9/2022). Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2022/09/lineamientos-para-un-marco-regulatorio-de-promocion-de-la-cadena-de-valor-del-gnl/>

<sup>17</sup> Ver, asimismo, el posicionamiento autóctono ante el cambio climático, en Carbajales, J. J. (30/10/2021). Recuperado de [https://www.clarin.com/economia/transicion-energetica-messi-cancha\\_0\\_WFzTArNh2.html](https://www.clarin.com/economia/transicion-energetica-messi-cancha_0_WFzTArNh2.html)

endógenas de desarrollo, en su amplia dotación de recursos naturales y, en particular, en su específica matriz energética en cuanto a producción y consumo tanto de energías primarias como secundarias de fuente eléctrica. La clave reside en que nuestro país posee un consumo de energía fuertemente dominado por los hidrocarburos y una muy alta participación del gas natural en la matriz primaria y en la generación de energía eléctrica, combustible que es –a la vez– el recurso fósil menos contaminante.

En este contexto, las autoridades de la cartera energética nacional se han propuesto los siguientes objetivos: incrementar la participación del gas en el *mix* hidrocarburífero (a expensas de los combustibles líquidos como gasoil y fueloil), aumentar la oferta gasífera de origen nacional, y exportar los excedentes en períodos estivales donde hay un bajo consumo local/residencial.

Para ello, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 892/2020, mediante el cual se aprobó el “Plan Gas.Ar” o “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”. Este programa, planteado como una herramienta de gestión surgida de la emergencia de la Pandemia en pleno 2020, fue también el resultado de una decisión política que apuntaló y respaldó un proceso de negociación con la industria hidrocarburífera. Su objetivo principal radicó en generar un nuevo marco de fijación de precios de largo plazo que se tradujera en compromisos ciertos de inversión e inyección para abastecer la demanda interna de gas natural de hogares y usinas, por un período de cuatro años, considerando la infraestructura existente y la capacidad de pago de los usuarios residenciales del servicio público de gas natural distribuido por redes.

En sí, este Programa plasma la concreción del proceso de diagnóstico, diseño, articulación, negociación y aprobación, en una primera instancia, y de implementación, revisión y relanzamiento, en una segunda fase, de una política pública en materia energética que llegó para quedarse y que cuenta con una vocación robusta de permanencia y consolidación. En particular, este proceso demuestra la posibilidad real y el valor intrínseco de la planificación energética y del diálogo multinivel e intersectorial en la búsqueda de un objetivo sistémico claro bajo el principio ordenador del interés público.

Por un lado, se trató de una herramienta idónea desde el punto de vista teórico-conceptual; por el otro, ratificó con sus resultados concretos el impacto real en el sistema de gas natural del país.

Tales conclusiones se verifican desde varios planos. La industria gasífera, por caso, resaltó mayoritariamente lo positivo de la concepción del Plan Gas.Ar y su posterior implementación. Al mismo tiempo, desde la mirada de las autoridades ministeriales y sectoriales, se han destacado la sinergia en la articulación público-privado, el cumplimiento de las metas de inversión e inyección comprometidas, así como la producción excedente no prevista originalmente pero que emanó de la inercia inversora y productiva resultante del impulso de un plan consistente y contractualizado a cuatro años.

En cuanto a la morfología y dinámica de una política pública, el Plan Gas.Ar contiene varios tipos de componentes, a saber: el institucional (liderado por la Secretaría de Energía y los ministerios responsables del área); el decisional (plasmado en la vocación política presidencial y la aprobación administrativo-legal por medio de un DNU); el conductual (estimula la inversión privada, impulsa el

trabajo local y resguarda la economía doméstica de los hogares); y, finalmente, el causal (redunda en la reversión del declino en la producción gasífera y asegura la inyección necesaria a mediano plazo).

Al mismo tiempo, el Esquema 2020/2024 supone una serie de elementos bien definidos: un campo de acción situado en el sector hidrocarburífero; un conjunto de promesas a cumplir tanto por el sector público como por el privado, vía estímulo de precios y amenaza de penalidades, o vía aumento de la producción y sujeción a sanciones; un proceso de conversión de los medios disponibles (recursos presupuestarios y *expertise* técnica) en los fines buscados (aumentar la producción sin recargar el costo pleno en la demanda); y un ciclo de acción (que duró más de 6 meses) y un conjunto de productos (el combustible gaseoso), resultados e impactos efectivos (en inversión de capital, volumen inyectado, cantidad de equipos en operación, pozos conectados, exportaciones firmes, regalías percibidas, etc.).

Dos datos relevantes formaron parte del diagnóstico y del problema a resolver con esta política pública, uno productivo y otro socioeconómico. El primero consistía en la necesidad de revertir el declino que se venía verificando en los últimos doce meses en la producción de gas de las cuencas hidrocarburíferas. Es que en el invierno de 2020 aquella se ubicó unos 18 MMm<sup>3</sup>/día por debajo de la de 2019, lo que representaba una merma de más del 15% respecto al invierno anterior. De allí que la persistencia de dicha tendencia (si el Estado hubiera decidido no actuar), por las características geológicas de los yacimientos convencionales y –principalmente– no convencionales, habría llevado al continuo deterioro en la inyección, con mermas de entre el 10% y el 15% anual. Ello, con el consiguiente efecto de mayores niveles de importación y, por ende, de salida de divisas.

El segundo problema a encarar radicaba en el contexto de pauperización de gran parte de la sociedad, especialmente de los segmentos históricamente vulnerables. Ello, luego de diez años de sin crecimiento del PIB, dos años de recesión y más de uno de Pandemia, extremos que cristalizaron a fines de 2020 un núcleo de pobreza del 42% de la población (doce millones de personas) y de indigencia del 10,5% (tres millones). Ergo, un gran número de usuarios del sistema de gas natural por redes no podía afrontar los precios compatibles con un valor de reposición del combustible; lo que llevó a las autoridades a introducir el esfuerzo estatal para solventar el diferencial, vía subsidios a la demanda.

Hecho el diagnóstico, la herramienta diseñada finalmente rindió sus frutos, puesto que –a lo largo de las Rondas #1, #2, y #3– fueron adjudicados casi la totalidad de los productores gasíferos de todo el país, sean empresas mixtas o privadas, de origen local o internacional. Las características principales de estas rondas, esto es, el “corazón” del Plan Gas, pueden resumirse en los siguientes logros:

- El compromiso de inyección, desde las Cuencas Austral y Neuquina, de 70 MMm<sup>3</sup>/d, de manera constante y sin declino, y por una extensión de 4 años (enero 2021 a diciembre 2024), a ser comercializado al precio ofertado con la demanda prioritaria (residencial de Distribuidoras y de generación eléctrica de CAMMESA);
- El compromiso de inyección, desde las Cuencas Austral y Neuquina, de 30 MMm<sup>3</sup>/d adicionales, de manera constante y sin declino, y por una extensión de 4 años (enero 2021 a diciembre 2024), a ser comercializado libremente con la demanda industrial;

- El compromiso de inyección, desde la Cuenca Neuquina, de alrededor de 7 MMm<sup>3</sup>/d adicionales durante los meses de invierno por 4 años (mayo-septiembre 2021, 2022, 2023 y 2024); y
- El pago de estos compromisos a un valor surgido de la competencia en la subasta, cuyo precio promedio ponderado es de 3,53 USD/MMBTu.

Al mismo tiempo, se logró valorizar el gas argentino, puesto que el precio surgido de la competencia en el Concurso Público, que resultó en 3,53 USD/MMBTu, se impone como la nueva referencia sistémica para el sector del gas natural en Argentina, y se convertirá –lenta pero inexorablemente– en “el” precio para los diferentes segmentos de la demanda, incluyendo la industria.

Por último, la consolidación de una herramienta que contiene un esquema definido y previsible es una realidad a partir de su extensión por 4 años más, esto es, hasta fines de 2028, por medio de las Rondas #4 y #5 adjudicadas en diciembre de 2022.

De esta manera, queda ratificado que el Plan Gas.Ar 2020-2024-2028 se consolida como un sistema que da: (i) previsibilidad a la industria, (ii) resiliencia a la demanda y (iii) certeza al fisco.

Asimismo, en cuanto a la matriz productiva, este Plan “podría cambiar la matriz del PBI de Argentina, puesto que en 2026 las exportaciones del sector hidrocarburos van a pesar (en términos de reservas y de balanza comercial) lo mismo que todo el complejo sojero en la actualidad” (Massa *dixit*). Ello, al tiempo que se estima un ahorro de subsidios de 19.500 millones de dólares para los años 2023-2028.

Finalmente, es un Programa de concepción *win-win*, pues implica más gas argentino, menos importaciones, más trabajo local, menos salidas de divisas, más saldos exportables, menos incertidumbre sistémica, más contratos con demanda asegurada, menos emisiones de gases contaminantes, más recaudación federal, menos inseguridad de abastecimiento, más sustentabilidad energética y menos disparidad de precios en el mercado interno.

En este marco general se inserta la presente obra, que fue sistematizada y escrita por uno de los hacedores de dicha *Policy*. De allí su propósito último: realizar un análisis detallado, circunstanciado y crítico de las sucesivas fases de una política pública relevante para el sector hidrocarburífero nacional. Ello, en el doble contexto de la pandemia (y la inmediata pospandemia) y la transición energética.

Así, esta finalidad pedagógica se desarrolla de manera pausada y secuencial a efectos de que sus diversos contenidos contribuyan como elementos de juicio tanto a los estudiantes de ciencias sociales interesados en el diseño, ejecución y revisión de las políticas públicas energéticas; como a los jóvenes profesionales que se dedican al *oil & gas* o que militan en la causa ambientalista.

## Referencias bibliográficas

- Abal Medina, J. M. (2010). *Manual de ciencia política*. Buenos Aires: Eudeba.
- Aguilar Villanueva, L. (2009). Marco para el análisis de las políticas públicas. En F. Mariñez Navarro y V. Garza Cantú (comps.), *Política pública y democracia en América Latina*. México: Ed. Porrúa.
- Arceo, N. (2016). *Transferencia de recursos en la cadena gasífera*. Tercer Congreso de Economía Política del Centro Cultural de la Cooperación, Universidad Nacional de Quilmes, pp. 1-23.
- Arceo, N.; González, D. y Zack, G. (29/8/2022). Exportar GNL: un marco regulatorio para el futuro. Fundación Fundar. Recuperado de <https://www.fund.ar/publicacion/exportar-gnl-un-marco-regulatorio/>
- Arias, D. (25/9/2017). Argentina en el mar I - El territorio que ganamos. *Word Press*. Recuperado de <https://abelfer.wordpress.com/2017/09/25/argentina-en-el-mar-i-el-territorio-que-ganamos/>
- Bernardi, M. H. (febrero-abril de 2020). Un camino hacia Vaca Muerta. *A Road To Vaca Muerta. Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, (24), 1-18.
- (agosto-octubre de 2020). Un camino hacia Vaca Muerta (parte II). Mercado de gas. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, (26), 87-106.
- Bertero, R. (2021). El error de diseño de la subasta para el gas de invierno y la necesidad de un cambio estructural. *Energía & Negocios*. Recuperado de <https://www.energiaynegocios.com.ar/el-error-de-diseno-de-la-subasta-para-el-gas-de-invierno-y-la-necesidad-de-un-cambio-estructural/>
- Carbajales, J. J. (2023). El Plan Gas.Ar. Política pública energética y transición ambiental en Argentina. José C. Paz: EDUNPAZ.
- (coord.). (2021). *Manual de empresas públicas en Argentina (1946-2020)*. José C. Paz: EDUNPAZ.
- *Facultades nacionales en materia de hidrocarburos* (tesis de doctorado). Facultad de Derecho, UBA. Ciudad de Buenos Aires. Inédita, en proceso de defensa pública.
- Carbajales, J. J.; Tito, V. y Sánchez Osés, S. (2020). Barril “criollo”: regulación federal para una política hidrocarbúrica concertada. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, (25).
- Cassagne, J. C. (1994). La intervención administrativa. Buenos Aires: Abelardo-Perrot.
- (2002). *Derecho Administrativo*, tomo I. Buenos Aires: Abeledo-Perrot.
- Evans, P. (enero-marzo de 1996). El Estado como problema y solución. *Desarrollo Económico*, 35(140), 529-559.
- Gomes, I. y Brandt, R. (mayo-julio de 2017). Unconventional Gas in Argentina: Will It Become a Game Changer? Gas no convencional en Argentina: ¿puede convertirse en un factor de cambio estructural? *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, (13), 1-115.
- González Chmielewski, D. (15/05/2021). *Política regulatoria en el sector del petróleo y gas en Argentina: 2012-2019* (tesis para la Maestría en Políticas Públicas [Marcarian, Leonardo, dir.]). Universidad Torcuato Di Tella. Ciudad de Buenos Aires. Inédita.

- Instituto de Energía General Mosconi (12/4/2018). Poderosas razones para no vender las acciones que posee el Estado nacional a través de Enarsa en Transener. Recuperado de <https://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2018/04/EL-IAE-GRAL-MOSCONI-SOBRE-LA-VENTA-DE-TRANSENER-12-04-181.pdf>
- Jaime, F.; Dufour, G.; Alessandro, M. y Amaya, P. (2013). *Introducción al análisis de políticas públicas*, primera edición. Florencio Varela: Universidad Nacional Arturo Jauretche.
- Kwok, F. (30/3/2012). LNG Spot Cargo Trading – Market Trends and Challenges. *Martindale*. Recuperado de [https://www.martindale.com/legal-news/article\\_norton-rose-fulbright-canada-llp\\_1489278.htm](https://www.martindale.com/legal-news/article_norton-rose-fulbright-canada-llp_1489278.htm)
- Lahitou, J. y Eliashev, N. (mayo-julio de 2015). La nueva ley de hidrocarburos y la competencia en los mercados de electricidad y gas natural. The New Hydrocarbons Act and Competition in The Electricity and Natural Gas Markets. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, (5), 353-389.
- López Crespo, F.; García Zanotti, G. y Kofman, M. (diciembre de 2016). Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina. Informe Económico, Taller Ecologista Rosario y Observatorio Petrolero Sur en EJES, Santa Fe.
- Márquez, G. (mayo-julio de 2015). Incentivos a la exploración y producción hidrocarburífera en la República Argentina. Incentives to The Oil & Gas Exploration and Production in Argentina. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, (5), 317-341.
- Merke, F. (2022). Geopolítica, globalización y cambio climático: la Argentina frente a un mundo en disrupción. *Fundación ICBC*. Recuperado de [https://www.fundacionicbc.com.ar/foros\\_publicaciones.php?page=pub&idp=321&pub=2022](https://www.fundacionicbc.com.ar/foros_publicaciones.php?page=pub&idp=321&pub=2022)
- Ortiz, T. (1996). *Política y Estado*. Buenos Aires: Ed. Estudio.
- Oszlak, O. y O'Donnell, G. (1982). Estado y políticas estatales en América Latina: hacia una estrategia de investigación. *Revista Venezolana de Desarrollo Administrativo*, 1.
- Reimundes, D. (enero de 2021). El programa de estímulo de la energía no convencional: ¿reinterpretación unilateral de sus términos o aplicación estricta de lo pautado? Non-Conventional Energy Development Program: Supervening Interpretation of Its Terms or Strict Application of The Rules? *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, (27), 205-239.
- Rueda, P.; Lanardonne, T. y Máculus, A. (noviembre-diciembre de 2015). Mercado de los hidrocarburos: propuestas para un retorno gradual hacia un régimen de libre disponibilidad. Hydrocarbons Marketplace: Proposals for a Gradual Return to a Regime Based on The Free Disposition of Hydrocarbons. *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, (7), 45-89.
- Stern, J. (2012). *The Pricing of Gas in International Trade* (capítulo 2). Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.

## Fuentes audiovisuales

- Argentina. Ministerio de Economía (15/9/2022). El ministro de Economía Sergio Massa anuncia los resultados de las Rondas #4 y #5 del Plan Gas.Ar. Centro CCK. Recuperado de <https://www.youtube.com/live/m0a1a9jz9ro?feature=share>

Argentina. Casa Rosada (15/10/2020). El presidente Alberto Fernández anuncia el lanzamiento del Plan de Promoción de la Producción de Gas Argentino 2020-2024. Yacimiento Loma Campana, YPF, Neuquén. Recuperado de [https://youtu.be/Sm5mM\\_XV0p8](https://youtu.be/Sm5mM_XV0p8)

---- (15/9/2023). El presidente Alberto Fernández presenta las Rondas 4 y 5 del Plan Gas.Ar. Museo del Bicentenario. Recuperado de [https://youtu.be/WCDCubZ\\_Dm4](https://youtu.be/WCDCubZ_Dm4)

*EconoJournal* (23/6/2021). Gas Day | Upstream: seguridad de suministro, gestión de estacionalidad y modulación del sistema. Entrevista a gerentes de YPF (Da Ré), Tecpetrol (Macchia) y Pampa Energía (Magliano). Recuperado de <https://youtu.be/N6VqtptDw0>

MEGSA (17/9/2021). Webinar “YPF: Plan Gas.Ar y otros proyectos”. Recuperado de <https://youtu.be/co4LSl17VjM>

## Fuentes periodísticas

*Ámbito* (7/12/2021). Para Darío Martínez, el plan GasAr ha sido exitoso y ha devuelto la confianza en el sector. *Ámbito*. Recuperado de <https://www.ambito.com/energia/plan-gasar/para-dario-martinez-el-ha-sido-exitoso-y-ha-devuelto-la-confianza-el-sector-n5330828>

---- (28/12/2021). Aprobaron más exportaciones de gas de Vaca Muerta a Chile. *Ámbito*. Recuperado de <https://www.ambito.com/energia/gas/aprobaron-mas-exportaciones-vaca-muerta-chile-n5342787>

---- (25/1/2023). Comienza la exportación de gas a Chile y empresas proyectan planta de GNL. *Ámbito*. Recuperado de <https://www.ambito.com/comienza-la-exportacion-gas-chile-y-empresas-proyectan-planta-gnl-n5636321>

*Argenports* (22/2/2022). Récord histórico de producción de gas no convencional. *Argenports*. Recuperado de <https://www.argenports.com.ar/nota/record-historico-de-produccion-de-gas-no-convencional>

*Argentina.gob.ar* (16/12/2022). Bernal sobre las ofertas recibidas para las Rondas 4 y 5 del Plan Gas.Ar 2023-2028: “Logramos cumplir con las instrucciones del Ministro de Economía, Sergio Massa. Ha sido un éxito rotundo” *Argentina.gob.ar*. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/noticias/bernal-sobre-las-ofertas-recibidas-para-las-rondas-4-y-5-del-plan-gasar-2023-2028-logramos>

*Argentina.gob.ar* (5/1/2023). El gas no aumentará para tres millones y medio de hogares. *Argentina.gob.ar*. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gas-no-aumentara-para-tres-millones-y-medio-de-hogares>

Carbajales, J. J. (18/5/2021). Adiós al Estado subsidiario. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2021/06/adios-al-estado-subsidiario/https://econojournal.com.ar/2021/06/adios-al-estado-subsidiario/>

---- (30/5/2021). Política energética: ¿De qué hablamos cuando hablamos de subsidios y tarifas? *El País Digital*. Recuperado de <https://elpaisdigital.com.ar/contenido/politica-energetica-de-qu-hablamos-cuando-hablamos-de-subsidios-y-tarifas/31462>

---- (18/6/21). Adiós al Estado subsidiario. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2021/06/adios-al-estado-subsidiario/>

---- (30/10/2021). Transición energética ya, pero con Messi en la cancha. *Clarín*. Recuperado de [https://www.clarin.com/economia/transicion-energetica-messi-cancha\\_0\\_WFzTArNh2.html](https://www.clarin.com/economia/transicion-energetica-messi-cancha_0_WFzTArNh2.html)

- (enero de 2022). Guerra en Ucrania, gas en Argentina. *Le Monde Diplomatique*. Recuperado de <https://www.eldiplo.org/notas-web/guerra-en-ucrania-gas-en-argentina/>
- (9/1/2022). *OffShore*, soberanía en Malvinas y plataforma continental. *elDiarioAR*. Recuperado de [https://www.eldiarioar.com/opinion/off-shore-soberania-malvinas-plataforma-continental\\_129\\_8641011.html](https://www.eldiarioar.com/opinion/off-shore-soberania-malvinas-plataforma-continental_129_8641011.html)
- (15/3/2022). ¿Qué es el GNL y qué se puede esperar para este invierno? *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2022/03/que-es-el-gnl-y-que-se-puede-esperar-para-este-invierno/>
- (5/9/2022). Lineamientos para un marco regulatorio de promoción de la cadena de valor del GNL. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2022/09/lineamientos-para-un-marco-regulatorio-de-promocion-de-la-cadena-de-valor-del-gnl/>
- (28/11/2022). ¿Argentina potencia en gas? *Página 12*. Recuperado de <https://www.pagina12.com.ar/502181-argentina-potencia-en-gas>
- Carbajales, J. J. (enero de 2023). Guerra en Ucrania, gas en Argentina. *Le Monde Diplomatique*. Recuperado de <https://www.eldiplo.org/notas-web/guerra-en-ucrania-gas-en-argentina/>
- Carbajales, J. J. y Rohmer, M. (30/3/2022). Más allá de la guerra: poblar el mar argentino y fortalecer la plataforma continental. *Cenital*. Recuperado de <https://cenital.com/mas-alla-de-la-guerra-poblar-el-mar-argentino-y-fortalecer-la-plataforma-continental/>
- Charvay, P. y Arceo, N. (1/2/2021). El origen de la situación actual de YPF. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2021/02/el-origen-de-la-situacion-actual-de-ypf/>
- Cortés, C. (1/4/2022). GNL y gas natural argentino: seguridad energética para Chile. *AGN Chile*. Recuperado de <https://www.agnchile.cl/2022/04/gnl-y-gas-natural-argentino-seguridad-energetica-para-chile/>
- Del Pozzi, M. (5/3/2022). El efecto Plan Gas.Ar se marcó en el comienzo del año. *Diario Río Negro*. Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/energia/el-efecto-plan-gas-ar-se-marco-en-el-comienzo-del-ano-2185188/>
- (5/11/2022). Lento arranque de las exportaciones de gas natural en firme a Chile. *Diario Río Negro*. Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/energia/lento-arranque-de-las-exportaciones-de-gas-natural-en-firme-a-chile-2576868/>
- Diamante, S. (5/12/2020). Revés para el gobierno: no logró abastecer la demanda de gas para el invierno. *La Nación*. Recuperado de <https://www.lanacion.com.ar/economia/reves-gobierno-ypf-oferto-precio-mas-carro-nid2530203/>
- Diario *Río Negro* (15/12/2022). Éxito del Plan Gas: sobreoferta de petroleras a precios más bajos de lo esperado. *Diario Río Negro*. Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/energia/exito-del-plan-gas-sobreoferta-de-petroleras-a-precios-mas-bajos-de-lo-esperado-2645922/>
- Diario *Río Negro*. Vaca Muerta: Argentina se prepara para exportar gas en firme a Chile. *Diario Río Negro*. Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/energia/vaca-muerta-argentina-se-prepara-para-exportar-gas-en-firme-a-chile-2511220/>
- EconoJournal* (27/7/2021). La producción de gas desde Vaca Muerta alcanzó en junio un récord histórico. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2021/07/la-produccion-de-gas-desde-vaca-muerta-alcanzo-en-junio-un-record-historico/>

- El Cronista* (25/06/2021). YPF y el éxito del plan Gas.Ar ya impulsaron el aumento de producción en Vaca Muerta. Entrevista a Pablo Iuliano, vicepresidente de Upstream. *El Cronista*. Recuperado de <https://www.cronista.com/apertura-negocio/empresas/ypf-y-el-exito-del-plan-gas-ar-ya-impulsaron-el-aumento-de-produccion-en-vaca-muerta/>
- El Destape* (18/10/2021). Pereyra: “Con la ley de Hidrocarburos se institucionaliza el Plan Gas”. *El Destape*. Recuperado de <https://www.eldestapeweb.com/economia/plan-gas/pereyra-con-la-ley-de-hidrocarburos-se-institucionaliza-el-plan-gas--2021101817380>
- El Economista* (2/1/2022). Exportaciones de gas a Chile ayudarán a sostener la producción de Vaca Muerta. *El Economista*. Recuperado de <https://eleconomista.com.ar/vaca-muerta/exportaciones-gas-chile-ayudaran-sostener-produccion-vaca-muerta-n49380>
- Energía & Negocios*. Guzmán: “El Gasoducto Néstor Kirchner aumenta el potencial energético del país”. *Energía & Negocios*. Recuperado de <https://www.energiaynegocios.com.ar/guzman-el-gasoducto-nestor-kirchner-aumenta-el-potencial-energetico-del-pais/>
- Gandini, N. (2/3/2020). Las cuatro razones que explican el derrumbe de YPF hasta el valor más bajo de su historia. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2020/03/las-cuatro-razones-que-explican-el-derrumbe-de-ypf-hasta-el-valor-mas-bajo-de-su-historia/>
- (30/10/2020). El increíble derrotero del decreto 1053. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2020/10/el-increible-derrotero-del-decreto-1053-por-que-guzman-pidio-a-ultimo-momento-que-lo-bajen-del-presupuesto/>
- (14/9/2022). Precio más caro para llenar el caño a Vaca Muerta, cambios en la exportación hacia Chile e incentivo para cuencas maduras, las claves del nuevo Plan Gas. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2022/09/precio-mas-carro-para-llenar-el-nuevo-cano-a-vaca-muerta-cambios-en-la-exportacion-hacia-chile-e-incentivo-para-cuencas-maduras-las-claves-del-nuevo-plan-gas/>
- (15/12/2022). Sorpresa en el Plan Gas: aseguraron el suministro para cubrir el pico del invierno a un precio 5 dólares a partir de 2024. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2022/12/sorpresa-en-el-plan-gas-asegararon-la-oferta-para-cubrir-el-pico-del-invierno-a-un-precio-5-dolares-a-partir-de-2024/>
- (24/1/2023). Con cambios en las condiciones de contratación, Enarsa licitó la importación de 30 cargamentos de LNG para el invierno. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2023/01/con-cambios-en-las-condiciones-de-contratacion-enarsa-licito-la-importacion-de-30-cargamentos-de-lng-para-el-invierno/>
- (5/9/2023). Petroleras reclaman una deuda de \$ 25.000 millones por atrasos en los pagos del Plan Gas. *EconoJournal*. Recuperado de <https://econojournal.com.ar/2023/01/petroleras-reclaman-una-deuda-de-25-000-millones-por-atrasos-en-los-pagos-del-plan-gas/>
- Juárez, M. D. y Terzaghi, V. (4/11/2022). Con el objetivo de llenar el gasoducto Néstor Kirchner, Nación lanzó el Plan Gas 5 Diario *Río Negro*. Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/energia/con-el-objetivo-de-llenar-el-gasoducto-nestor-kirchner-nacion-lanzo-el-plan-gas-5-2577411/>
- Kogan, A. (9/12/2021). El plan Gas.Ar generó tres años de certezas. Agencia TSS, Unsam. Recuperado de <https://www.unsam.edu.ar/tss/ariel-kogan-el-plan-gas-ar-genero-tres-anos-de-certezas/>

- Lamiral, C. (27/09/2021). Por el Plan Gas, Argentina quedaría al margen de crisis energética que azota a Europa. *Ámbito*. Recuperado de <https://www.ambito.com/economia/gas/por-el-plan-argentina-quedaria-al-margen-crisis-energetica-que-azota-europa-n5287912>
- La Política Online* (2/10/ 2018). El Gobierno apuesta al petróleo *offshore* y los especialistas prevén un gran potencial. Recuperado de <https://www.lapoliticaonline.com/nota/115431-el-gobierno-apuesta-al-petroleo-offshore-y-los-especialistas-preven-un-gran-potencial>
- A. (2/8/2021). El Plan Gas ahorrará importaciones por u\$s1.150 millones en 2021. *Ámbito*. Recuperado de <https://www.ambito.com/economia/gas/el-plan-ahorrara-importaciones-us1150-millones-2021-n5239234>
- LM Neuquén* (23/8/2021). El Plan Gas se convirtió en una herramienta central para el desarrollo. *LM Neuquén*. Recuperado de <https://mase.lmneuquen.com/gas/el-plan-gas-se-convirtio-una-herramienta-central-el-desarrollo-n836759>
- (18/10/2021). Kulfas: Sin el Plan Gas, hubiésemos volcado. *LM Neuquén*. Recuperado de <https://mase.lmneuquen.com/plan-gas/kulfas-sin-el-plan-gas-hubiesemos-volcado-n852735>
- (12/10/2021). Carnaghi: El Plan Gas permitió la recuperación de la actividad. *LM Neuquén*. Recuperado de <https://mase.lmneuquen.com/carnaghi-el-plan-gas-permitio-la-recuperacion-la-actividad-n851038>
- (25/10/2021). CAMMESA vuelve a recibir producción excedente del Plan Gas. *LM Neuquén*. Recuperado de <https://mase.lmneuquen.com/plan-gas/cammesa-vuelve-recibir-produccion-excedente-del-plan-gas-n854724>
- Möhle, E. y Schteingart, D. (13/3/2021). Diez ideas para construir un desarrollismo ambientalista. *Cenital*. Recuperado de <https://www.cenital.com/diez-ideas-para-construir-un-desarrollismo-ambientalista/>
- Mutto, C. A. (13/12/2021). La conquista de los fondos submarinos será el último desafío de la humanidad. *La Nación*. Recuperado de <https://www.lanacion.com.ar/opinion/la-conquista-de-los-fondos-submarinos-sera-el-ultimo-desafio-de-la-humanidad-nid31122021/>
- Navazo, C. (4/11/2022). Nación publicó el decreto que extiende el Plan Gas hasta 2028. *LM Neuquén*. Recuperado de <https://mase.lmneuquen.com/gas/nacion-publico-el-decreto-que-extiende-el-plan-gas-2028-n963586>
- Ojeda, A. (12/2/2022). El impacto del Plan Gas en la Cuenca del Golfo San Jorge. *LM Neuquén*. Recuperado de <https://mase.lmneuquen.com/plan-gas/el-impacto-del-plan-gas-la-cuenca-del-golfo-san-jorge-n885198>
- Ortiz, I. (24/7/2021). El Plan Gas.Ar ya ofrece excedentes desde distintas cuencas. *LM Neuquén*. Recuperado de <https://mase.lmneuquen.com/plan-gas/el-plan-gasar-ya-ofrece-excedentes-distintas-cuencas-n826819>
- Radiocut* (31/12/2022). Entrevista a Juan José Carbajales. Recuperado de <https://ar.radiocut.fm/audiocut/entrevista-a-juan-jose-carabajales/>
- Spaltro, S. (2/11/2021). Plan Gas: tres petroleras suman producción desde Vaca Muerta. *El Cronista*. Recuperado de <https://www.cronista.com/economia-politica/plan-gas-tres-petroleras-suman-produccion-desde-vaca-muerta/>
- (diciembre de 2022). Plan Gas: ofertan energía barata en invierno para llenar el gasoducto de Vaca Muerta. *El Cronista*. Recuperado de <https://www.cronista.com/economia-politica/plan-gas-ofertan-energia-barata-en-invierno-para-llenar-el-gasoducto-de-vaca-muerta/>

- (28/12/2021). Vaca Muerta: Argentina sumará u\$s 200 millones por las exportaciones de gas a Chile. *El Cronista*. Recuperado de <https://www.cronista.com/economia-politica/exportaciones-gas-chile-200-millones-vaca-muerta/>
- Selén, L. (24/7/2020). El gobierno denunciará penalmente a las empresas que operan ilegalmente en Malvinas. *Télam*. Recuperado de <https://www.telam.com.ar/notas/202007/493827-estado-ahorra-anulacion-dnu-marcrismo.html>
- Sivera, M. (11/1/2028). Transener: Cornejo espera “una respuesta por escrito” de Aranguren. *Los Andes*. Recuperado de <https://www.losandes.com.ar/transener-cornejo-espera-una-respuesta-por-escrito-de-aranguren/>
- Spaltro, S. (25/7/2021). Gas licuado: las millonarias importaciones de GNL le meten presión al dólar. *El Cronista*. Recuperado de <https://www.cronista.com/economia-politica/gas-licuado-las-millonarias-importaciones-de-gnl-le-meten-presion-al-dolar/>
- Télam* (9/4/2015). Argentina presentó una denuncia penal contra las empresas que operan ilegalmente en Malvinas. Recuperado de <https://www.telam.com.ar/notas/201504/100853-el-gobierno-denunciara-penalmente-a-las-empresas-que-operan-ilegalmente-en-malvinas.html>
- (6/8/2020). Kulfas presentó los lineamientos del esquema de gas 2020-2024. *Télam*. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/noticias/kulfas-presento-los-lineamientos-del-esquema-de-gas-2020-2024>
- (20/1/2022). La producción de gas tuvo el mejor diciembre en trece años. *Télam*. Recuperado de <https://www.telam.com.ar/notas/202201/581453-mejor-produccion-gas-diciembre.html>
- (14/12/2022). Empresas ofertaron hasta el doble de gas requerido para el gasoducto Néstor Kirchner. *Télam*. Recuperado de <https://www.telam.com.ar/notas/202212/614258-empresas-gasoducto-nestor-kirchner.html>
- Terzaghi, V. (13/08/2021). Cammesa volvió a sumar un buen volumen extra del Plan Gas Ar. *Diario Río Negro*. Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/cammesa-volvio-a-sumar-un-buen-volumen-extra-del-plan-gas-ar-1919037/>