

**Análisis de una norma relevante del mes**

# El nuevo plan de incentivos a la producción de gas anunciado por el gobierno nacional para el período 2020-2023

— Por Juan M. Carassale y Laura Miranda, con la colaboración de **energy**CONSILIUM

**Desde hace varios meses** se viene debatiendo en ámbitos y medios especializados sobre un posible nuevo plan de estímulo a la producción de gas –aludiéndose a éste como ‘Plan Gas 4’– que permita recuperar la tendencia de crecimiento de la producción de gas natural lograda a partir de los Planes Gas 1 a 3 y la [Resolución MINEM 46/2017](#), interrumpida durante 2019, en el contexto de la discusión sobre la interpretación de esta última norma, el dictado del [DNU 566/2019](#) y el escenario macroeconómico del final de la administración anterior. De no lograrse prontamente esa recuperación, la declinación más acelerada de la producción proveniente de explotaciones no convencionales provocará un incremento de las importaciones de energía en el próximo invierno.

En efecto, en el contexto actual en el que se observa una baja pronunciada en los niveles de producción, fruto, en gran medida, de la falta de claridad respecto de las reglas de juego imperantes en el sector (en el [ICE de Agosto 2020](#) hicimos referencia al rechazo del Senado de la Nación al [DNU 1053/2018](#), a lo que se suma la decisión de dejarlo sin efecto incorporada en el proyecto de Ley de Presupuesto 2021, aprobado la semana pasada por la Cámara de Diputados), la falta de adopción de medidas que incentiven la producción podría llevar a una reducción en el invierno 2021 de casi 30 millones de m<sup>3</sup>/día respecto de los volúmenes producidos en 2019 (una caída del 25%), lo que supondría un incremento muy considerable en la necesidad de importaciones –e incluso el retorno del barco regasificador en Bahía Blanca– con el consecuente impacto fiscal, en un contexto, como el actual, marcado por fuertes limitaciones en la disponibilidad de divisas.

Tras el cambio de autoridades en la Secretaría de Energía (SE) y el traspaso de esa área a la órbita del Ministerio de Economía en el pasado mes de agosto, se confirmó oficialmente –no con pocas demoras, producto de las distintas visiones del tema dentro de la alianza de gobierno– la decisión del Poder Ejecutivo Nacional (PEN) de lanzar un nuevo

programa de estímulo, a partir del anuncio realizado por el propio Presidente de la Nación desde Vaca Muerta el pasado jueves 15 de octubre.

Si bien ese anuncio, al cierre del mes de octubre, no se ha visto plasmado todavía en la publicación de los actos administrativos necesarios para su creación y vigencia efectivas, en el presente informe se analizan los lineamientos del plan que surgen del documento de fecha 18 de octubre, de la Subsecretaría de Hidrocarburos, titulado ‘Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino Esquema de Oferta y Demanda 2020-2023’ (en adelante, el ‘Esquema’) que fue difundido extraoficialmente entre los actores de la industria, de quienes se espera su adhesión.

## I. Objetivos del Esquema

Entre los objetivos del Esquema se mencionan: i) viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos; ii) sustituir importaciones de GNL y el consumo de combustibles líquidos; iii) disminuir el costo fiscal y coadyuvar con una balanza energética superavitaria; iv) proteger la cadena de valor de la industria gasífera nacional y mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural; v) proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros del servicio de gas natural, así como los ingresos de los usuarios finales por medio de la tarifa, principalmente de las franjas más vulnerables; (vi) generar certidumbre de largo plazo en el sector hidrocarburi-fero y (vii) establecer un sistema transparente abierto y competitivo compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PEN (Esquema, apartados I.c) y II).

Como objetivo particular, se señala: i) asegurar el suministro, mediante un instrumento que permita dissociar el precio del gas natural, que refleja los reales costos de producción y desarrollo, del valor que se traslada a los usuarios de las distri-

buidoras por medio de la tarifa y ii) lograr que los costos del sistema eléctrico no aumenten por necesidad de reemplazar gas natural de origen nacional por sustitutos importados de mayor costo (Esquema, apartado II).

Se observa así, como es habitual en la administración, la necesidad de atender objetivos que pueden presentarse como contrapuestos, tales como el de viabilizar inversiones –lo que requiere precios que posibiliten un retorno sobre aquellas– y proteger a los usuarios, especialmente los más vulnerables, por medio de la tarifa, procurando al mismo tiempo disminuir el costo fiscal. Esta diversidad de objetivos –a la que hace referencia el artículo del mes del presente ICE, el ‘trilema’ del populismo energético– implica una necesidad de equilibrio entre las distintas medidas comprendidas en el programa. En cualquier caso, el éxito de éstas dependerá, en última instancia, no sólo de ese equilibrio sino fundamentalmente de la credibilidad sobre los compromisos de mediano plazo que se plantean como contrapartida del esfuerzo de inversión. Es decir, sobre el cumplimiento de esos compromisos cuando tales inversiones pasen a tener el carácter de ‘hundidas’.

## II. Descripción general del Esquema

El Esquema se estructura sobre la base de los siguientes elementos y conceptos principales:

- Contractualización de la oferta de gas para cubrir la demanda prioritaria y de usinas térmicas, a partir de subastas a realizarse a instancia de la SE y que tendrán como resultado la firma de contratos directos entre productores que adhieran al Esquema (Productores Firmantes) y las licenciatarias de distribución y/o subdistribución, y CAMMESA, según el caso (Esquema, apartado I.b). Se entiende como demanda prioritaria la demanda de los usuarios del servicio de distribución categorizados como residenciales y los usuarios del servicio general P comprendidos en los segmentos P1, P2 y el Grupo III del segmento P3 (apartado 6.9).
- La asignación de volúmenes se hará por cuenca, en función de los órdenes crecientes de precios ofertados en un mecanismo de subasta; en caso de igualdad de precios, se asignará proporcionalmente en función del volumen propuesto por cada productor (apartado 10).
- El plazo es de 3 años (Plazo Base) –con la posibilidad de extensión mediante subastas anuales que adicionen un período anual al final de cada periodo de 3 años (Plazo Base Adicional)–; y ampliable por 5 años más para los

proyectos *Off Shore*, con lo que en este último caso el plazo total será de 8 años (apartados i, e; 17, 18 y 19). Es decir, el Esquema se extiende hasta el 30/11/2023 o, en el caso de *Off Shore*, 30/11/2028.<sup>1</sup>

- Volumen uniforme básico a largo plazo (apartado I, a y 30), de 70 MMm<sup>3</sup>/d en los 365 días del año, por los 3 años del programa (Volumen base total) y un volumen adicional en cada Período Estacional de Invierno (del 1/5 al 30/9 de cada año) de esos 3 años (Volumen del Período Estacional de Invierno Adicional). El Volumen base total se distribuye de la siguiente manera: 20 MMm<sup>3</sup>/d para Cuenca Austral; 47,2 MMm<sup>3</sup>/d para Cuenca Neuquina y 2,8 MMm<sup>3</sup>/d para Cuenca Noroeste (apartados 6.45 y 6.48).
- Los volúmenes comprometidos en el esquema serán formalizados a través de contratos con un *take or pay* (TOP) del 75% trimestral y un *deliver or pay* (DOP) del 100% diario para la demanda prioritaria (apartado 54) y un TOP del 75% mensual y un DOP del 100% diario para la demanda de CAMMESA (apartado 66). En este último caso, los volúmenes serán mayores en el Período Estacional de Verano (del 1/10 al 30/4 de cada año) y menores en el Período Estacional de Invierno, para complementar la demanda de las distribuidoras y/o subdistribuidoras (apartado 65).
- El precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) surgirá de la concurrencia en el mercado, aunque en las subastas se fijará un precio máximo definido para cada cuenca (apartado I, d). Asimismo, se establece que en ningún caso el precio que surja como resultado de aplicar el Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base (36 meses desde el inicio del Esquema, según apartado 6.22), ajustado en función del porcentaje de gas retenido que corresponda, podrá superar el Precio Máximo de 3,35 USD/MMBTU (Anexo E, 4).
- Los niveles de trasladado del costo (*pass-through*) a la demanda prioritaria de las distribuidoras serán definidos por la Secretaría de Energía, con la asistencia del ENARGAS (Precio de traslado a la demanda), según indican los apartados I.i y 20.
- El Estado Nacional abonará una compensación que resultará de la diferencia entre el Precio de traslado a la demanda y el Precio Ofertado, por el volumen asignado a cada productor. El Precio Ofertado estará afectado por los factores de precio aplicable a cada Período Estacional, que son los siguientes: Verano: 0,82; Invierno base: 1,25; Invierno Adicional: 1,3 (apartados 6.32 a 6.34). Para la determinación de la compensación se aplicará el Tipo

1 Conf. 6.44. Se inicia en noviembre de 2020, en función de los plazos necesarios para lograr mayor inyección en mayo de 2021 (Apartado I, j); 16)

de Cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina del último día hábil del mes de la inyección de que se trate, vía subsidio (apartado 33).

- Para el pago de la compensación se prevén, en cada mes, un pago provisorio, equivalente al 75%, calculado en base a las declaraciones juradas de los Productores Firmantes, y luego ajustes de pago, por la diferencia entre la compensación provisorio y la compensación calculada en el correspondiente informe de la Subsecretaría de Hidrocarburos (apartados 79, 80 y 90). Para el caso en que la compensación provisorio sea mayor que la calculada finalmente por la Autoridad de Aplicación, se prevé, además de la deducción del monto abonado en exceso en el siguiente período de pago, la penalización del Productor Firmante en su compensación para el período inmediatamente posterior, afectando el monto en un 80% del que le correspondiere (apartado 91).
- Compromiso del Estado Nacional para crear un sistema de garantía para respaldar el pago del incentivo, basado en principios de celeridad y eficiencia administrativa (apartado 40); y se prevén distintas alternativas para los Productores Firmantes ante el incumplimiento de pago por parte del Estado Nacional (apartado 99).
- Los volúmenes comprometidos de cada Productor Firmante para el abastecimiento de la demanda prioritaria de distribuidoras, subdistribuidoras y CAMMESA, no puede ser superior al 70% del promedio de la producción comprometida para el trimestre mayo/julio de 2021 (a excepción de los proyectos *Off Shore* donde el promedio es el trimestre mayo/julio de 2020), según apartado 29.
- Compromiso de inyección y de inversión: las curvas de producción comprometidas deberán contener, desde mayo de 2021, una inyección igual o superior a la Inyección Base, que es la inyección promedio del trimestre mayo/julio de 2020 de cada Productor Firmante, por cuenca, e incluye los consumos *off system* (apartado 6.16). En caso de no cubrir el volumen de una cuenca determinada, se podrá asignar dicho volumen a ofertas de otras cuencas siempre que haya capacidad de transporte contratada y disponible (apartado 14).
- Compromiso de incremento del Valor Agregado Nacional (VAN), que incluye la presentación de un plan de compras de bienes y servicios que contemple el sostenimiento de los niveles de empleo; un programa de desarrollo de proveedores directos locales, regionales y nacionales de bienes y servicios; mecanismos de contratación transparentes y abiertos a los oferentes de bienes y servicios; e instrumentos destinados a extender a los proveedores los beneficios financieros asociados a la baja del riesgo por la constitución de la garantía de pago (apartado 14 y 98).
- El monto del Plan de Inversiones en ningún caso podrá ser inferior al del flujo de fondos, producto de la compensación a recibir del Estado Nacional y, si correspondiere, del (NdR: resultante del) precio estímulo de la Resolución 46/2017 (apartado 14).
- Prioridad para la inyección en períodos con excedentes de oferta de gas para Productores Firmantes que resulten con precios más competitivos en la Subasta. De tal forma, las propuestas de menor precio de cada cuenca tendrán prioridad de nominación por parte de las distribuidoras y/o subdistribuidoras y/o CAMMESA en períodos con faltante de demanda en los que sea necesario reducir volúmenes de inyección a niveles de TOP (apartados l.g, 22 y 37).
- Prioridad para exportar en condición firme parte del volumen comprometido, fuera del Período Estacional de Invierno, para Productores Firmantes que resulten con precios más competitivos en la Subasta. La exportación firme bajo el Esquema será de hasta 11 MMm<sup>3</sup>/d (apartados l.h y 73).
- Cada Productor Firmante asume responsabilidad simplemente mancomunada por los volúmenes que surjan del mecanismo de asignación (Volúmenes Comprometidos), en función de su participación (apartado 12).
- Posibilidad de reasignación de volúmenes por la Autoridad de Aplicación, en función de variaciones en la demanda de las distribuidoras, subdistribuidoras y/o de CAMMESA, o ante cambios en la participación de los Productores Firmantes (apartado 23).
- En caso de incumplimiento de las obligaciones por parte de los Productores Firmantes se aplicarán, según el caso, reducciones proporcionales del Precio Ofertado, la obligación de compensar el volumen faltante, la pérdida de la participación en el Esquema o la aplicación de penalidades si se incumple el compromiso de inversión, el incremento del valor agregado nacional y/o el compromiso de inyección en el Período Estacional de Invierno (apartados 50 y l.k).
- Diseño de condiciones particulares para el sistema *Off Shore*, dadas sus singularidades (apartados l.m, 44 a 49).
- Diversas opciones de ingreso para los adherentes al “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” creado por las Resoluciones MINEM 46/2017, 419/2017 y 447/2017 (en adelante, “Programa Resolución 46/2017”), así como medidas con vigencia a partir de la finalización de dicho Programa (diciembre 2021), según apartado l.l.

### III. Análisis de algunos aspectos particulares del Esquema

Sobre la base del borrador de Esquema se hace referencia seguidamente a algunos aspectos del programa que, por su complejidad o novedad, entendemos, merecen un análisis particular.

#### 1) Incorporación de beneficiarios del Programa Resolución 46/2017

Se promueve acoplar el Esquema con el Programa Resolución 46/2017, en función de los objetivos de incorporar al Esquema los ‘volúmenes adicionales a los involucrados en el mencionado Programa’, lograr que la inversión del Estado durante la vigencia del Programa Resolución 46/2017 redunde en precios competitivos y se conforme un solo mercado de gas con precios uniformes, y que se contemplen los derechos de los beneficiarios de éste. Para ello el Esquema prevé opciones de ingreso que tendrían por finalidad igualar las condiciones de partida de todos los productores, a la vez que se establecen medidas cuya aplicación tendrá lugar con la finalización del Programa Resolución 46/2017 (enero de 2022), según apartado I.I.

Conforme al Esquema, el Productor Firmante que tenga comprometidos volúmenes en virtud del Programa Resolución 46/2017, no podrá percibir, para tales volúmenes, el Precio Ofertado en el marco del Esquema sino que percibirá, según corresponda, el Precio Base –precio del gas en el PIST de referencia para CAMESA<sup>2</sup> o Precio en Cuadros Tarifarios –precio del gas en el PIST trasladados a los cuadros tarifarios para distribuidoras y subdistribuidoras– y, a partir de la finalización del Programa Resolución 46/2017, el Precio Ofertado (apartado 38).

Los ‘Volúmenes comprometidos de las Resoluciones N° 46-E/2017, 419-E/2017 y 447-E/2017’, se definen como los volúmenes que continuarán comprendidos dentro del Programa 46/2017 “y por sobre los cuales se renuncia a todos los derechos y beneficios que emanan de dicho Programa” (apartado 6.47).

A los fines de participar en el Esquema se requiere al Productor Firmante su adhesión junto con la presentación, de corresponder, de una renuncia a los beneficios, que debe incorporarse al Sobre N° 1 (apartado 7). Si bien se desconocen los términos de la renuncia –el Anexo que contiene su texto (Anexo G) no está incorporado en el documento bajo

análisis–, de la definición de los ‘Volúmenes comprometidos de las Resoluciones N° 46-E/2017, 419-E/2017 y 447-E/2017’, podría inferirse –en base a lo mencionado en el párrafo anterior– que se refiere a la renuncia de los volúmenes por encima de los previstos e informados en oportunidad de adherir al Programa Resolución 46/2017, volúmenes que, como es de público conocimiento, motivaron durante el año 2019 disputas entre productores adherentes a dicho programa y la SGE planteadas en sede administrativa, y la acción judicial de uno de ellos, con relación a la inclusión del volumen inicial declarado (posición de la SGE) y los adicionales declarados (posición del Productor) para ser remunerados con el precio de estímulo allí establecido.

No obstante lo anterior, de los restantes términos del documento surge que el Productor Firmante que a la vez sea beneficiario del Programa Resolución 46/2017 podría optar por no renunciar a los beneficios, e igualmente participar en el Esquema (apartado 39, Anexo E, 1.1.), aunque con distintas reglas para la asignación de volúmenes, como se menciona más abajo.

Evidentemente, la mayor concurrencia de oferentes, incluyendo, en el caso, los beneficiarios del Programa Resolución 46/2017, es determinante para obtener los volúmenes necesarios y mejorar la competitividad de precios en las subastas, lo que seguramente habrá motivado a contemplar en el Esquema estas alternativas de participación de los beneficiarios del mencionado Programa.

Cabe mencionar que el Esquema, a diferencia del Programa Resolución 46/2017, abarca tanto a la producción por métodos convencionales como no convencionales (sin discriminar por concesión), y que en el Programa Resolución 46/2017 la adhesión implicaba la inclusión de determinada concesión de explotación no convencional del Productor y no de la producción total de ese Productor.

#### 2) Asignación de volúmenes

Como regla general, la asignación de volúmenes se realiza en función del Precio Ofertado, ajustado en función del VPN de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base, descontado a una tasa del 10% anual. El valor será ajustado además en función del porcentaje de gas retenido determinado en los cuadros tarifarios del sistema de transporte (Anexo E, 1.3 Y 2.1).

2 Establecido para cada cuenca según Nota NO-2020-33627304-APN-SE#MDP y modificatorias (6.27)

Para el caso del Productor Firmante beneficiario del Programa Resolución 46/2017 que no renuncie a los beneficios mencionados más arriba (por los volúmenes considerados excedentes del Programa Resolución 46/2017), el Precio Ofertado se ajustará en función del VPN de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base (tres años), para lo cual se considera, hasta el 31/12/2021, los precios mínimos establecidos en la Resolución 46/2017 –6,50 USD/MMBTU para 2020 y 6,00 USD/MMBTU para 2021–, descontados a una tasa del 10% anual, de conformidad con la Metodología de Asignación de Volúmenes (Anexo E), según el apartado 39.

Además, a los Productores Firmantes que no renuncien a los beneficios se les otorga la opción de no competir en el Esquema hasta la finalización del Programa Resolución 46/2017 (31/12/2021) pudiendo realizar su oferta, pero con la limitación de que solamente se le asignarán volúmenes en caso de que existan cantidades remanentes para la cuenca en cuestión; y ello, luego de haber sido asignadas todas las Ofertas correspondientes al Sobre N° 1. De este modo, tendrá el último lugar en el orden de asignación hasta el 31/12/2021 (Anexo E, 1.4).

El Esquema prevé que el Productor Firmante que haya adherido al Programa Resolución 46/2017 solicite, al momento de ingresar al Esquema, la reducción del nivel de Inyección Base comprometida bajo el Esquema por hasta un volumen equivalente al promedio diario simple de la reducción efectuada bajo el citado Programa, que quedará sujeta a la aprobación de la Autoridad de Aplicación en la medida que implique efectivamente un ahorro fiscal para el Estado Nacional (Anexo E, 1.7). En el Esquema no se indica si esta posibilidad aplica solo a los Productores Firmantes que hayan renunciado a los beneficios o a todos los que hayan adherido al Programa Resolución 46/2017.

La asignación de volúmenes por cuenca se realizará en función del orden de precios que surja por la aplicación de lo previsto en los párrafos precedentes. Ese orden determinará, a su vez, la prioridad de nominación por parte de las distribuidoras y subdistribuidoras y de CAMMESA en períodos con faltante de demanda en caso de ser necesario reducir volúmenes de inyección a niveles de TOP, y la prioridad de exportaciones firmes entre Productores Firmantes (Anexo E, 3).

Se prevé que en ningún caso el precio que surja como resultado de aplicar el VPN de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base, ajustado

en función del porcentaje de gas retenido que corresponda, podrá superar el Precio Máximo de 3,35 USD/MMBTU (Anexo E, 4).

### **3) Derecho preferencial de exportar en condición firme**

Para el caso en que se cubra el Volumen Base Total (volumen de 70 MMm<sup>3</sup>/d en los 365 días del año, durante 3 años), el Esquema establece un derecho preferencial de exportación en condición firme para los Productores Firmantes, las que deben efectuarse fuera del Período Estacional de Invierno, sin perjuicio de que la Autoridad de Aplicación pueda extenderlo en caso de evidenciarse excedentes de oferta comprobables (apartado 73).

Ese derecho podrá ser utilizado tanto para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción (medida que podría haber beneficiado a YPF, aunque finalmente esta empresa decidió poner fin a la utilización de la barcaza contratada) y posterior exportación como Gas Natural Licuado (GNL). El volumen asociado a este derecho preferencial se distribuye en 7 MMm<sup>3</sup>/d en la Cuenca Neuquina y 4 MMm<sup>3</sup>/d en Cuenca Austral, pudiendo ser esa distribución modificada por la Secretaría de Energía (apartado 73).

De los 7 MMm<sup>3</sup>/d correspondientes a la Cuenca Neuquina, 4 MMm<sup>3</sup>/d serán asignados a los bloques adjudicados de acuerdo a la prioridad de despacho que le corresponde a los Productores Firmantes de Cuenca Neuquina como resultado de los compromisos de entrega que resulten de la subasta; y 3 MMm<sup>3</sup>/d y/o el volumen que no se hubiese asignado de los 4 MMm<sup>3</sup>/d antes mencionados se sumarán y serán asignados por fuera de ese mecanismo (apartado 73.1).

De los 4 MMm<sup>3</sup>/d correspondientes a la Cuenca Austral, los primeros 2 MMm<sup>3</sup>/d serán asignados a los primeros bloques adjudicados de Productores Firmantes de Cuenca Austral y los 2 MMm<sup>3</sup>/d siguientes por fuera de ese mecanismo (apartado 73.2).

Los volúmenes remanentes en el caso en que alguna de las cuencas no se utilicen los derechos preferenciales de exportación en condición firme, podrán asignarse para exportación en condición firme desde otra cuenca (apartado 74). A su vez, para los primeros bloques adjudicados de cada cuenca, si un Productor Firmante con derecho preferencial a exportar en condición firme no hace uso de esa opción antes del 30 de septiembre de cada año o antes de los 30 días posteriores al inicio del Esquema para el año 2020, podrá otorgarse dicha preferencia a otros Productores Firmantes



de conformidad con el orden del compromiso de entrega que surja como resultado de la Subasta (apartado 75).

El volumen de exportación firme que efectivamente se exporte será detruido de los contratos vigentes con CAMMESA durante el Período Estacional de Verano (apartado 77).

De los términos del Esquema no queda en claro si el pago de la compensación aplica a los volúmenes de exportación. En ese sentido, el cálculo de la compensación se efectuaría en función de la inyección total, conforme el compromiso de inyección, y de las ventas bajo el compromiso de entrega, que son declarados mensualmente por los Productores Firmantes (apartado 79 y sig.). Sin embargo, no se especifica la forma de cálculo de la compensación. Si a esos fines se considerara la inyección total, es de suponer que el pago de la compensación incluirá los volúmenes exportados; si, por el contrario, se consideran los volúmenes vendidos a las distribuidoras, subdistribuidoras o CAMMESA, los volúmenes exportados estarían excluidos de la compensación.

#### **4) Fondo de garantía. Certificado Fiscal. Incumplimientos de pago.**

En el Esquema se contempla el compromiso del Estado Nacional de crear un sistema de garantía para respaldar el pago del incentivo, basado en principios de celeridad y eficiencia administrativa (apartado 40).

El documento no brinda mayores precisiones respecto de la forma de implementación ni el alcance de la garantía que otorgará el Estado Nacional.

A ese respecto, corresponde señalar que en el proyecto de Ley de Presupuesto para el ejercicio 2021, que tuvo media sanción en la Cámara de Diputados el 29 de octubre pasado, prevé en su artículo 89 el otorgamiento de incentivos para la producción de gas natural mediante el pago de compensaciones y la emisión de certificados de crédito fiscal en garantía, aplicables a la cancelación de las deudas impositivas que los productores mantengan con la AFIP. Esos certificados podrían emitirse por hasta el importe de las compensaciones que tengan derecho a percibir en el marco del Esquema y ser utilizados si hubiere vencido el plazo de pago de las compensaciones sin que aquellas hubieren sido canceladas.<sup>3</sup>

En el Esquema se prevén, a su vez, distintas alternativas para los Productores Firmantes frente a eventuales incumplimientos de pago de la compensación por parte del Estado Nacional en el marco del Esquema (apartado 99).

En ese sentido, en el caso en que el Estado Nacional incumpla con ciertas obligaciones de pago se otorga a los Productores Firmantes la posibilidad de dejar de cumplir con sus propias obligaciones e, incluso, darse de baja del Esquema y resolver los contratos que hubiere suscripto con las distribuidoras y/o subdistribuidoras y/o CAMMESA con causa en el incumplimiento del Estado Nacional del Esquema.

Específicamente se establece que en el caso en que el Estado Nacional incumpla con sus obligaciones de pago por el plazo de 6 meses consecutivos o alternados, y/o por las sumas equivalentes a 3 veces la compensación mensual promedio que el Productor Firmante tuviere derecho a percibir, el Productor Firmante tendrá el derecho a optar por alguna de las siguientes alternativas: i) continuar bajo las condiciones recíprocas del Esquema que se devenguen por los períodos y/o montos impagos (apartado 99.1); ii) continuar con el Esquema, pero sin la obligación de cumplir el Compromiso de Inyección total; en cuyo caso, el Productor Firmante tendrá derecho a optar por a) la reducción proporcional de la Cantidad Máxima Diaria (CMD) de los Contratos según su respectiva tasa de declino (apartado 99.2); o b) a percibir por los volúmenes contractualizados el Precio Base y/o el Precio en Cuadros Tarifarios en cuestión (apartado 99.2); iii) darse de baja del Esquema, con la consecuente resolución de los contratos por incumplimiento del Estado Nacional del plan y la liberación de las cauciones respectivas (apartado 99.4).<sup>4</sup>

Asimismo, en los casos de terminación de los respectivos contratos por incumplimientos de las distribuidoras y/o subdistribuidoras y/o de CAMMESA, el Productor Firmante tendrá el derecho de ajustar y/o reducir el compromiso de inyección comprometido en la subasta en la proporción a la CMD prevista en los contratos terminados (apartado 99.6).

#### **5) Proyectos Off Shore**

Para ampliar la participación de los productores en el Esquema, que resulta necesaria para que éste cumpla con las finalidades apuntadas, se prevé también el desarrollo de proyec-

<sup>3</sup> Conf. art. 89. Sesiones Ordinarias 2020, Orden del Día N° 196, Impreso el día 26 de octubre de 2020.

<sup>4</sup> 99.4. El Esquema prevé una alternativa más (99.5, que refiere a Volúmenes de Inyección establecidos en el Anexo A) que, en función de los términos, sería una reiteración de otra (99.3, que refiere a Compromiso de Inyección Total). Se deja constancia que, salvo el Anexo E, en el Esquema los Anexos solo están referidos por sus títulos y no se ha dado a conocer su texto.

tos *Off Shore*. Para ellos, se establece un plazo adicional de 5 años, con lo que el plazo total será de 8 años desde el inicio del Esquema (apartados 44 y sig.).

Para esos proyectos, el Productor Firmante deber presentar en el Sobre N° 1 un Plan de Inversiones hasta tanto el proyecto ingrese en etapa de operación comercial, y compensar, durante los meses de junio a agosto de cada año, su falta de volumen respecto a su Inyección Base, para lo que se ofrecen alternativas por las que aquél debe optar: 1) con compensaciones entre cuencas con producción propia con la adquisición de su volumen faltante a otro Productor Firmante (siempre que el Productor Firmante o el otro Productor Firmante, según el caso, disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos en la cuenca en la que compensa, y en tanto exista capacidad de transporte disponible para el abastecimiento de la demanda); 2) con importaciones a su cargo de gas natural durante los meses de junio, julio y agosto, con volúmenes adicionales a los que programe importar IEASA; 3) con un pago equivalente a dos (2) veces el volumen a compensar valorizado al precio ofertado por 1,25.

Una vez iniciado el plazo adicional de 5 años, los volúmenes contractualizados por cada Productor Firmante deberán ascender al 70% por ciento de la producción total *Off Shore* que dicho Productor Firmante tenga a partir de noviembre 2023, o a partir de que ingrese en fase comercial el proyecto en cuestión. A partir de este último mes, el Productor Firmante deberá cumplir con los Contratos firmados con las distribuidoras y/o subdistribuidoras y con CAMMESA.

Se intenta así incorporar al Esquema la producción de áreas marítimas, especialmente en la Cuenca Austral, como el caso del área Fénix del consorcio TOTAL/PAE/WintershallIDEA, aprovechando la infraestructura existente y sin incrementar la exigencia a la infraestructura de transporte de la Cuenca Neuquina.

#### **IV. Comentarios finales**

Como se señala en los Fundamentos del Esquema, bajo la denominación de “sinergia público-privado”, el Esquema busca potenciar los resultados del “accionar conjunto y mancomunado del sector público y el sector privado”. Esto puede enmarcarse en las atribuciones que la Ley de Soberanía Hidrocarburífera ([Ley 26.741](#)) confiere al Poder Ejecutivo Nacional para alcanzar los objetivos de dicha ley (autoabastecimiento, inversión en exploración y producción, creación de empleo, desarrollo equitativo, competitividad), a cuyo fin

las autoridades deben arbitrar las medidas pertinentes “con el concurso de los Estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional” (art. 2°).

En oportunidad de debatirse sobre la aprobación o rechazo del [DNU 1053/2018](#) en el ámbito del Senado de la Nación (ver [ICE Agosto 2020](#)), entre los argumentos planteados públicamente en con relación a las obligaciones contractuales a las que se refiere ese decreto se sostuvo que, siendo la compra y venta de gas entre productores y distribuidores objeto de libre negociación entre partes (según la [Ley 24.076](#), art. 83), el Estado no puede intervenir en el diseño de tales contrataciones, como lo había hecho en las contrataciones que luego dieron lugar las diferencias de precio que motivaron el citado decreto, ya que eso sería violatorio de dicha ley.

Entendemos, por nuestra parte, que sin perjuicio de la libertad de contratación de las empresas productoras y distribuidoras de gas, fundamental para el genuino desarrollo de las inversiones, la autoridad nacional a cargo de la política hidrocarburífera tiene a su cargo la adopción de medidas para lograr los fines de la [Ley 26.741](#) –en especial, la maximización de inversiones en producción de hidrocarburos y la protección de los consumidores tanto en materia de precio como de disponibilidad del producto–, medidas que, en los términos de esa ley, pueden y deben efectuarse “con el concurso del capital público y privado” (art. 2 de la Ley 26.741).

En ese marco, la autoridad nacional cuenta con un ámbito válido de actuación que le permite participar en el diseño y promoción de las contrataciones en orden a los objetivos arriba mencionados, que no es incompatible con el principio de libertad contractual de la Ley 24.076, lo que supone el necesario concurso de la voluntad de las empresas productoras y distribuidoras en la celebración de tales contratos, y la posibilidad de realizar otros acuerdos, eventualmente distintos a los que fueren impulsados por las autoridades, que puedan también ser válidamente ejecutados y, en su caso, trasladados a tarifa en la medida que respeten las pautas legales y reglamentarias aplicables. El Esquema bajo análisis parece encuadrarse dentro de ese marco.

Cabe agregar que, si bien el borrador difundido no detalla la normativa legal en que se basaría el Esquema, tal basamento no estaría dado por la [Ley 27.541](#), de “Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública”, en tanto las medidas contempladas en el Esquema exceden ampliamente el plazo de la emergencia, que finaliza el 31 de diciembre de 2020 (art. 1).

Otro aspecto interesante del Esquema es que prevé, como es habitual en la industria, contratos con precios en dólares. Ello surge de la mención del precio máximo, indicado en dicha moneda, de la referencia a un tipo de cambio aplicable para su conversión a pesos, y de las disposiciones sobre penalidades por incumplimiento.

Con motivo del mencionado análisis del [DNU 1053/2018](#), se sostuvo también en el ámbito del Senado de la Nación que las diferencias de precio de gas allí contempladas no debían ser compensadas por haber surgido de precios fijados en dólares estadounidenses, en el entendimiento de que esto constituía una irregularidad o, al menos, una condición contractual que no debía aceptarse. De nuestra parte, entendemos que esa condición ha sido históricamente aplicada en los contratos de la industria hidrocarburífera, incluyendo compraventas de gas con distribuidoras, como mecanismo tendiente a asegurar la estabilidad de los ingresos reales necesarios para el sostenimiento de la inversión (que también se valoriza habitualmente en la misma moneda). El Esquema en estudio adopta el mismo criterio, sin transgredir, a nuestro entender, el ordenamiento normativo general.

Un punto habitualmente debatido en relación con los contratos de compraventa de gas es el referido a *pass-through* de sus precios a las tarifas de los usuarios finales. En este caso, el Esquema prevé que será la SE la que define la parte de los precios que se trasladarán a tarifas, con la asistencia del ENARGAS. Si bien puede entenderse que es la SE la autoridad habilitada para establecer el monto de los subsidios, ya que estos son solventados con recursos del Estado Nacional, que están a cargo de la Administración centralizada, la Ley 24.076 (art. 38 inc. c) establece que es el ENARGAS el órgano encargado de definir este componente tarifario, en función de los precios de mercado.

Sobre esto último cabe recordar que, mediante su [Resolución 27 del ENARGAS](#), del 23 de abril de 2020, por la cual el ente derogó la “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas”, establecida por la [Resolución 72/2019](#) de ese mismo organismo, relacionada con las subastas que en ese tiempo habían sido ordenadas por la entonces SGE mediante la [Resolución 32/2019](#), el Ente subrayó que la definición del *pass-through* constituye una competencia legal del ENARGAS que no puede ser renunciada y señaló que, por el mero hecho de haberse producido

la realización de un instrumento de subasta, no debía presumirse asegurada la libertad de contratación en la compra de gas o la razonabilidad de los precios que finalmente se integrarían a la tarifa.

Otros aspectos del borrador difundido dejan todavía dudas importantes en vistas a la implementación del Esquema. Las garantías para el caso de incumplimiento del Estado, el nivel de subsidios que implicará y la suficiencia de las provisiones presupuestarias (pluri-anales) necesarias para afrontarlas, las penalidades por eventuales incumplimientos de los Productores Firmantes, directamente ligadas a la parte de los precios contractuales solventada con subsidios del Estado, cuyo valor resulta desconocido al inicio –cuando los Productores deben evaluar las condiciones y riesgos de la contratación para realizar sus ofertas–, entre otros aspectos. Estos son algunos de los puntos que, se espera, sean precisados en la versión final del Esquema que finalmente sea aprobada y puesta en vigencia.

Como señalamos más arriba, el principal aspecto que quedará por evaluarse y que será determinante de los resultados del nuevo programa es el de la confianza y credibilidad de nuestro país en relación con la estabilidad de las reglas y el cumplimiento de los compromisos contraídos, especialmente frente a inversores a quienes se insta a realizar primero su esfuerzo para luego verse recompensados en el mediano y largo plazo. En ese aspecto, el artículo 91 del proyecto de Ley de Presupuesto 2021 de reciente aprobación por parte de la Cámara de Diputados de la Nación, por el que se deja sin efecto el [DNU 1053/2018](#), de convertirse en ley mediante la aprobación del Senado de la Nación (que ya se ha expedido negativamente con relación a ese decreto en el marco del procedimiento de la Ley 26.122), no contribuye –aun cuando puedan mantenerse a salvo los derechos adquiridos– a brindar un mensaje de seguridad jurídica y de respeto al principio de continuidad jurídica del Estado. Tanto en ese caso como en el de la implementación del Esquema, se trata de compromisos ligados a la disponibilidad de un recurso energético, como el gas natural, considerado un combustible clave en la transición energética que vive el mundo hacia las energías más limpias. Un recurso natural del que nuestro país dispone pero que requiere de importantes inversiones para que llegue a los hogares y las industrias, creando trabajo genuino y riqueza local. De allí la importancia de las señales que nuestro país brinde a ese respecto. ■