



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Decreto de Necesidad y Urgencia

Número:

Referencia: DNU – PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO - ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024

VISTO el Expediente N° EX-2020-70389358- -APN-SE#MEC, las Leyes Nros. 17.319, 24.076, 26.741 y 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, y sus respectivas modificatorias y los Decretos Nros. 1738 de fecha 18 de septiembre de 1992 y 2255 de fecha 2 de diciembre de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que por el artículo 3° de la Ley N° 17.319 se establece que el PODER EJECUTIVO NACIONAL fijará la política nacional con respecto a las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, estando dichas actividades a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas, todo ello de conformidad con lo determinado en la mencionada norma y en las reglamentaciones que al respecto dicte el PODER EJECUTIVO NACIONAL, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, y manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

Que resulta de interés general asegurar el abastecimiento del mercado interno de gas natural, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6° de la citada Ley N° 17.319 y en el artículo 3° de la Ley N° 24.076.

Que la incorporación de nuevas reservas y la recuperación de la producción es fundamental para lograr los objetivos dispuestos en el artículo 3° de la Ley N° 17.319 y en el artículo 1° de la Ley N° 26.741 de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con producción propia y de propender al crecimiento sostenido de las reservas que aseguren dicho objetivo.

Que en materia de exportación de hidrocarburos, mediante el artículo 6° de la Ley N° 17.319 se faculta al PODER EJECUTIVO NACIONAL a autorizar la exportación de hidrocarburos o derivados que no fueren requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, y siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables, pudiendo fijar en tal situación los criterios que regirán a las operaciones en el mercado

interno, con el fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores y todas las productoras del país.

Que en el artículo 3° de la Ley N° 26.741 se establecen como principios de la política hidrocarburífera de la REPÚBLICA ARGENTINA: (i) la promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; (ii) la conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas; (iii) la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; (iv) la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; (v) la incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en el país con ese objeto; (vi) la promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado; (vii) la protección de los intereses de los consumidores y las consumidoras relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos y (viii) la obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional y sustentable de los recursos, para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Que los principios detallados en el considerando precedente se centran en la necesidad de garantizar el abastecimiento de la demanda base de gas natural al tiempo que se establecen incentivos para viabilizar inversiones inmediatas tendientes al mantenimiento y/o crecimiento de la producción en las cuencas productivas de gas natural del país, protegiendo la cadena de valor de la industria y manteniendo los niveles de empleo.

Que por el artículo 1° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y se delegaron en el PODER EJECUTIVO NACIONAL las facultades comprendidas en dicho cuerpo normativo en los términos del artículo 76 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL, con arreglo a las bases de delegación establecidas en el artículo 2° de la citada ley, hasta el 31 de diciembre de 2020.

Que, en materia de tarifas de los servicios de distribución de gas natural a ser abonadas por los usuarios y las usuarias, por el artículo 5° de la citada Ley N° 27.541 se faculta al PODER EJECUTIVO NACIONAL a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario en los términos de la Ley N° 24.076, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

Que teniendo en cuenta las pautas y principios descriptos en los considerandos anteriores, el PODER EJECUTIVO NACIONAL considera oportuno declarar de interés público nacional y como objetivo prioritario de la REPÚBLICA ARGENTINA la promoción de la producción del gas natural argentino.

Que, asimismo, se considera prioritario establecer objetivos generales a ser alcanzados mediante la implementación de ciertos mecanismos de oferta y demanda del gas natural en el mercado interno, para asegurar su abastecimiento en el mediano plazo, la generación de saldos exportables de gas natural y coadyuvar al logro de dichos objetivos mediante la implementación de programas de incentivo a la producción e inversión.

Que, del mismo modo, constituyen objetivos centrales del PODER EJECUTIVO NACIONAL en la materia,

proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros y de las usuarias actuales y futuras del servicio de gas natural, y cuidar los ingresos de dichos usuarios y de dichas usuarias a través de la determinación de tarifas que cumplan con los criterios definidos por la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN en el fallo dictado en la causa “*Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/Ministerio de Energía y Minería s/amparo colectivo*”, Fallos: 339:1077, asegurando la certeza, previsibilidad, gradualidad y razonabilidad de dichas tarifas (conf. considerando 32 de dicho fallo).

Que con la finalidad de que el esquema a crear sea capaz de prever precios justos y razonables compatibles con la seguridad de abastecimiento, corresponde que el mecanismo de comercialización garantice la agilidad, transparencia y eficiencia en la formación de los precios del gas natural, manteniendo inalterados los principios básicos que inspiran a las leyes de fondo en la materia.

Que a efectos de propender a los objetivos señalados, el esquema a diseñar deberá establecer los fundamentos, requisitos y condiciones para la convocatoria a las empresas productoras de gas natural a un concurso de precios o procedimiento similar, tanto a los efectos de la adjudicación de volúmenes uniformes de gas natural provenientes de todas las cuencas productivas, como a la celebración de contratos directos entre las empresas productoras y distribuidoras, por un lado, y entre las primeras y la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), por el otro.

Que corresponde facultar a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a promover y suscribir esquemas de comercialización con las empresas productoras de gas natural, en los que se establecerá el precio del gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) a ser adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, por las subdistribuidoras autorizadas y por CAMMESA, a los efectos de generar señales claras que privilegien una asignación eficiente de los recursos en uno de los períodos de crisis más grave que ha conocido la historia de la REPÚBLICA ARGENTINA.

Que en materia de plazo de vigencia de esquema, los períodos involucrados deberán ser de alcance plurianual, a efectos de resultar compatibles con los horizontes de inversión habituales en la actividad hidrocarburífera y, en particular, en las actividades costa afuera (*off shore*).

Que los contratos a suscribirse deberán ser capaces de producir niveles de precios acordes con inversiones a largo plazo y, al mismo tiempo, podrán contener mecanismos de incentivo o estímulo adicionales que aseguren la más amplia aceptación por parte de la industria global del gas natural.

Que los esquemas a acordar podrán ofrecer beneficios de comercialización y despacho a los y las oferentes más eficientes y, en particular, condiciones preferenciales de exportación de gas natural en condición firme fuera de los períodos invernales comprendidos en el período plurianual.

Que, a efectos de lograr la máxima coordinación con otros programas de estímulo a la inversión en gas natural vigentes a la fecha de dictado del presente acto, procede autorizar a la SECRETARÍA DE ENERGÍA a incorporar en los esquemas de comercialización a celebrar, disposiciones que permitan amalgamar los esfuerzos fiscales del Tesoro Nacional en pos del desarrollo sostenible de la oferta energética.

Que, para asegurar el cumplimiento del mandato establecido en el inciso (2) del artículo 2° del Anexo I del Decreto N° 1738/92, reglamentario de la Ley N° 24.076, el esquema a diseñar deberá facultar a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMÍA, a asegurar que los precios del gas natural resultantes de los contratos compatibilicen la seguridad de abastecimiento con el mínimo costo para los usuarios y las usuarias.

Que, en este sentido, el esquema deberá contemplar que el ESTADO NACIONAL tome a su cargo el pago mensual de una porción del precio de la inyección comprometida por parte de las empresas productoras participantes, con el fin de administrar el impacto del costo del gas natural incorporado a las tarifas al usuario o a la usuaria conforme al Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes, aprobadas por el artículo 5° del Decreto N° 2255/92.

Que, con el fin de promover la plena adherencia de los actores o las actoras de la industria del gas natural, corresponde la creación de un mecanismo que garantice a las empresas productoras el pago de aquella porción del precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) que el ESTADO NACIONAL ha decidido tomar a su cargo.

Que el precio del gas natural que resulte de las ventas realizadas por las empresas productoras de gas natural, como consecuencia de los acuerdos o esquemas comerciales que se alcancen en el marco del presente decreto, será el precio que se tomará como referencia a los efectos de calcular y liquidar las regalías previstas en el artículo 59 de la Ley N° 17.319, correspondientes en forma exclusiva a los volúmenes de gas natural vendidos por las mencionadas empresas en el marco de dichos acuerdos.

Que acorde a lo dispuesto en la Ley N° 27.541 en lo concerniente a la mejora en el nivel de empleo y de distribución de ingresos, es preciso orientar la política energética y tarifaria con sentido social, de manera de proteger fundamentalmente a los sectores con menores ingresos y, en particular, privilegiar a los segmentos de demanda con menor capacidad de gestión de energía.

Que, por su parte, la Resolución N° 80 de fecha 4 de abril de 2017 del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA posibilitó que las estaciones de Gas Natural Comprimido (GNC) puedan optar libremente por la adquisición de gas natural al distribuidor o a la distribuidora o, en forma directa, al productor o a la productora o comercializador o comercializadora.

Que mediante la Resolución N° 175 de fecha 4 de abril de 2019 de la ex-SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE HACIENDA se derogaron los artículos 5° y 6° de la Resolución N° 752 del 12 de mayo de 2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA dependiente del entonces MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, relacionados con los contratos para la compra de gas natural.

Que la Resolución N° 750 de fecha 21 de noviembre de 2019 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), rectificadora posteriormente por la Resolución de dicho Ente N° 838 del 16 de diciembre de 2019, estableció que los usuarios y las usuarias del “Servicio General P” Grupo III puedan optar libremente por la adquisición de gas natural directamente al productor o a la productora o comercializador o comercializadora o al distribuidor o a la distribuidora.

Que en el marco de la declaración de emergencia pública vigente corresponde priorizar el acceso al gas natural de los usuarios residenciales-domésticos y las usuarias residenciales-domésticas y de aquellos usuarios no domésticos o aquellas usuarias no domésticas sin cantidades contractuales mínimas, o sin contratos, denominados, estos últimos, “Servicio General P1, P2 y P3 Grupo III”, por sobre otras categorías de demanda.

Que, por tanto, el esquema de abastecimiento a diseñar debe, necesariamente, excluir otros segmentos de la demanda que, aunque también centrales para el normal funcionamiento de la economía, estarán en condiciones de acceder al gas natural por medios alternativos sin sustraer volúmenes a la garantía de abastecimiento minorista y de usuarios prioritarios o usuarias prioritarias sobre los que se fundamenta el presente acto.

Que, en este contexto, corresponde excluir de la demanda garantizada por el esquema a las categorías del “Servicio General P3 Grupos I y II”, así como también a los usuarios y las usuarias que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC.

Que, asimismo, es preciso prever, a través de la participación de la sociedad anónima bajo injerencia estatal INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA), los volúmenes de gas natural necesarios para el normal abastecimiento de la demanda prioritaria, que no estén incluidos en el esquema previsto en el presente decreto.

Que desde el punto de vista técnico, económico, financiero, legal y logístico, se torna imperioso el urgente lanzamiento del esquema contenido en el Anexo del presente decreto, en tanto la puesta en marcha de nuevos proyectos de inversión en materia de producción e infraestructura gasíferas requieren necesariamente de un desarrollo temporal mínimo a los efectos de lograr el aumento de las inyecciones de gas natural con el horizonte previsto para el inicio del próximo período estacional de invierno.

Que tal objetivo se aúna con la siempre acuciante necesidad de velar por los intereses de los usuarios y las usuarias del servicio público de gas natural.

Que, en consecuencia, deviene imposible seguir los trámites ordinarios para la sanción de las leyes.

Que la Ley N° 26.122 regula el trámite y los alcances de la intervención del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN respecto de los Decretos de Necesidad y Urgencia dictados por el PODER EJECUTIVO NACIONAL, en virtud de lo dispuesto por el artículo 99, inciso 3 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Que la citada ley determina que la COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE tiene competencia para pronunciarse respecto de la validez o invalidez de los Decretos de Necesidad y Urgencia, así como para elevar el dictamen al plenario de cada Cámara para su expreso tratamiento, en el plazo de DIEZ (10) días hábiles.

Que el artículo 22 de la Ley N° 26.122 dispone que las Cámaras se pronuncien mediante sendas resoluciones, y que el rechazo o aprobación de los decretos deberá ser expreso conforme lo establecido en el artículo 82 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Que el servicio jurídico pertinente ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el artículo 99, incisos 1 y 3 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

EN ACUERDO GENERAL DE MINISTROS

DECRETA:

ARTÍCULO 1°.- Declárase de interés público nacional y como objetivo prioritario de la REPÚBLICA ARGENTINA la promoción de la producción del gas natural argentino.

ARTÍCULO 2º.- Apruébase el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” (IF-2020-78251723-APN-SE#MEC), basado en un sistema competitivo en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST), que como Anexo forma parte del presente decreto, e instrúyese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMÍA, a instrumentar dicho Plan

Asimismo, facúltase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del MINISTERIO DE ECONOMÍA, a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para la instrumentación de dicho Plan en los aspectos no medulares de los objetivos indicados en este artículo y de las pautas, criterios y condiciones elementales contenidos en el artículo 4º del presente decreto.

El referido Plan se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

El Plan contempla los siguientes objetivos:

- a. Viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos.
- b. Proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros y de las usuarias actuales y futuras del servicio de gas natural.
- c. Promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera.
- d. Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.
- e. Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.
- f. Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno.
- g. Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.
- h. Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.
- i. Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

ARTÍCULO 3º.- Establécese como autoridad de aplicación del presente decreto a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, la que podrá dictar las normas complementarias y aclaratorias que resulten necesarias para la ejecución e implementación del mismo.

ARTÍCULO 4º.- Facúltase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a instrumentar el Plan de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST, aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios conforme a lo establecido en la

Ley N° 24.076.

El Plan a instrumentar incorpora las siguientes pautas, criterios y condiciones elementales:

a. Volumen: será por un volumen base total de SETENTA MILLONES DE METROS CÚBICOS (70.000.000 m³) por día para los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días de cada año calendario de duración del esquema. Este volumen base podrá ser modificado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA 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 CUATRO (4) años. Este plazo podrá ser ampliado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA 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 OCHO (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 ONCE MILLONES DE METROS CÚBICOS (11.000.000 m³) por día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal.

Estas condiciones podrán 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 SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, 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, tal como es definida en el artículo 2° del presente acto, 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 Nros. 46 de fecha 2 de marzo de 2017, 419 de fecha 1° de noviembre de 2017 y 447 de fecha 16 de noviembre de 2017, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

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 SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA 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 trabajadoras y empresariales del sector que así lo soliciten.

h. Misceláneas: se preverán otros aspectos que, a criterio de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA resulten conducentes a los efectos de garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural

desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda.

ARTÍCULO 5°.- Facúltase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA para fijar los precios de gas natural en el PIST, aplicables exclusivamente a los contratos o acuerdos de provisión (incluidas las operaciones *spot*) que INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA) celebre con las empresas prestadoras del servicio de distribución y de subdistribución de gas por redes.

Estos contratos o acuerdos serán por los volúmenes adicionales a los contractualizados en el mencionado Plan.

ARTÍCULO 6°.- Establécese que el ESTADO NACIONAL podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios y las usuarias, de conformidad con el Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. artículo 5° del Decreto N°2.255/92).

En virtud de ello, instrúyese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a dictar una reglamentación relativa a la discusión y debate de las tarifas de gas natural, así como de su debida ponderación, la que podrá incluir, de corresponder, mecanismos de participación ciudadana, a los efectos de determinar el monto que el ESTADO NACIONAL podrá tomar a su cargo de conformidad con el párrafo precedente y sin alterar las facultades regulatorias en materia de tarifas de transporte y distribución de gas natural.

ARTÍCULO 7°.- El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, deberá dictar todos los actos administrativos que fueren necesarios a efectos de cumplir con lo establecido en el presente decreto.

Asimismo, junto con INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (IEASA) y con COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CMMESA), deberá prestar toda la asistencia técnica que fuere requerida por la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA en la implementación del esquema que se adopte conforme el presente decreto.

ARTÍCULO 8°.- Deróganse las Resoluciones Nros. 80 de fecha 4 de abril de 2017 del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y 175 de fecha 4 de abril de 2019 de la entonces SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, dependiente del ex-MINISTERIO DE HACIENDA.

Facúltase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA para dictar todos los actos administrativos que fueren necesarios a efectos de establecer un mecanismo de transición para los usuarios comprendidos y las usuarias comprendidas en las normas referidas en el párrafo anterior.

ARTÍCULO 9°.- Establécese que el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA, en caso de que existan normas que limiten el acceso al mercado libre de cambios (MLC), para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior, deberá establecer mecanismos idóneos con el fin de facilitar el acceso a dicho mercado a tales fines, cuando los fondos hayan sido ingresados por el MLC y sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigencia del presente decreto y destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el esquema referido en el artículo 2° del presente.

ARTÍCULO 10.- Invítase a las provincias productoras de gas natural a adherir al presente decreto.

ARTÍCULO 11.- Facúltase al Jefe de Gabinete de Ministros a realizar las modificaciones presupuestarias que resulten necesarias a los fines del cumplimiento del presente decreto.

ARTÍCULO 12.- Dese cuenta a la COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

ARTÍCULO 13.- La presente medida entrará en vigencia a partir del día siguiente al de su publicación en el BOLETÍN OFICIAL.

ARTÍCULO 14.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Anexo

Número:

Referencia: ANEXO - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO
- ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024

ANEXO

**PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL
GAS NATURAL ARGENTINO
ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA
2020-2024**

I. Fundamentos

a) **Sinergia público-privado:** la iniciativa potencia los resultados óptimos que pueden lograrse a partir del accionar conjunto y mancomunado del sector público y del sector privado. Por un lado, el Estado ejerce 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 de volumen uniforme a largo plazo (inicialmente 70 MMm³/d en los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días del año por CUATRO (4) años y un volumen adicional en cada Período Estacional de Invierno de esos CUATRO (4) años más CUATRO (4) bloques de volumen adicionales para el período invernal, sujetos a restricciones del sistema de transporte. Por el otro, el mercado compete libremente para abastecer a dicha demanda, lo que favorece la reducción de precios relativos para un insumo vital de la economía.

b) **Esquema competitivo:** se convoca desde la Secretaría de Energía del MINISTERIO DE ECONOMÍA a la firma de contratos directos entre Productores o Productoras, por un lado, y la demanda prioritaria (las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras) y la demanda de usinas térmicas (con CAMMESA), por el otro.

c) **Objetivos:** viabilizar inmediatamente inversiones para aumentar la producción de gas natural en todas las cuencas del país y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos.

d) **Precio:** el precio del gas en el PIST surgirá de la concurrencia en el mercado; en un marco de libre competencia, sujeto a las condiciones que fija el Estado para asegurar los objetivos de la iniciativa, tales como la obligación de invertir para evitar el declino de la producción. Se fija un precio tope a los efectos de fomentar un nuevo nivel para el gas en el PIST que incorpore la curva de eficiencia del último lustro.

e) **Plazo:** es de mediano plazo, esto es, a CUATRO (4) años, a los efectos de viabilizar inversiones de manera sostenida. El plazo es ampliable por CUATRO (4) años adicionales para proyectos *Off Shore*, a los fines de incorporar aquellos desarrollos que requieran un horizonte mayor. Asimismo, el presente Esquema podría ser continuado mediante subastas anuales que vayan adicionando un período anual al final de cada período de CUATRO (4) años, a los efectos de mantener y aumentar los volúmenes de producción existentes a dicho momento.

f) **Compromiso:** los Productores o las Productoras deberán comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales. Esto, en una actividad con declino geológico, implica un volumen de inversión significativo que –a la vez– tracciona los niveles de empleo.

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

h) **Exportación:** se otorga prioridad para exportar en condición firme parte del volumen total de exportación, y fuera del período estacional de invierno, a aquellos Productores o aquellas Productoras Firmantes que presenten precios más competitivos de acuerdo con el posicionamiento que surja de la licitación. Esta medida pretende seguir con el desarrollo del mercado de exportación a los países vecinos e incentivar la concurrencia en la Subasta.

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

j) **Inicio:** diciembre de 2020, en función de los plazos necesarios para lograr mayor inyección en mayo de 2021.

k) **Incumplimientos:** habrá reducciones proporcionales del Precio Ofertado y hasta se podrá perder la participación en el Esquema. 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 se debe abonar una penalidad.

l) **Relación con planes de estímulo vigentes:** se promueve complementar el presente Esquema con el Programa de estímulo dispuesto en las Resoluciones Nros. 46 /17 y sus modificatorias, 419/17 y 447/17, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, con los siguientes objetivos: (i) que los volúmenes adicionales a los allí involucrados queden incorporados en la presente iniciativa de acuerdo con las condiciones del presente esquema, (ii) que la inversión del Estado Nacional durante la vigencia de dicho Programa redunde ahora en precios competitivos y se dé forma a un solo mercado de gas con precios uniformes, (iii) se contemplen los derechos de quienes en la actualidad son beneficiarios o beneficiarias de ese Programa de estímulo. En este sentido, se han previsto una serie de opciones de ingreso con el fin de igualar las condiciones de partida de todos los Productores o todas las Productoras, a la vez que se establecen medidas que comenzarán a tener vigencia al momento de finalización del citado Programa, esto es, en enero de 2022.

m) **Singularidad del sistema Off Shore:** resulta oportuno diseñar condiciones particulares para los desarrollos Costa Afuera dadas las siguientes características diferenciales: (i) conllevan costos de inversión y logística más importantes; (ii) se encuentran ubicados en áreas remotas y con condiciones meteorológicas y oceánicas extremas (temperaturas -15°C, vientos 90 a 160 km/h, olas de hasta 10 metros y fuertes corrientes), con una alta variabilidad e impredecibilidad; (iii) las ventanas climáticas favorables para la instalación son reducidas y de duración aleatoria; (iv) las tormentas son un riesgo cierto; (v) los pozos a perforar son dirigidos y de largo alcance (hasta 3 kilómetros), con equipos de alta tecnología y gran tamaño (del tipo *Jack Up*), movilizadas desde lugares remotos del mundo; (vi) lo mismo aplica para los medios de instalación como flotas de barcasas, buques y helicópteros; (vii) desde el punto de vista geológico existe un alto riesgo para reservorios con espesores reducidos; (viii) la operación y el mantenimiento requiere medios marinos y aéreos de soporte, trabajos de buceo de alto riesgo y personal altamente capacitado; (ix) los puertos que se utilizan se encuentran a grandes distancias.

II. Objeto General

1. El presente Esquema tiene por objeto:

1.1. Viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos.

1.2. Proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros y las usuarias actuales y futuras del servicio de gas natural.

1.3. Promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera.

1.4. Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.

1.5. Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.

1.6. Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno.

1.7. Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.

1.8. Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.

1.9. Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

2. Los Productores y las Productoras Firmantes adhieren al presente Esquema habiendo tenido en cuenta sus

reservas, concesiones y contratos vigentes que les otorgan derecho a la explotación de hidrocarburos.

3. Las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural adhieren al presente Esquema en el marco de las obligaciones emergentes del régimen jurídico del gas natural, de la continuidad del proceso de normalización del mercado de gas natural, de la protección de los usuarios y las usuarias y del adecuado abastecimiento de gas natural a la demanda prioritaria.

Particular

4. Asegurar el suministro, mediante un instrumento que permita disociar el precio del gas natural, que refleje los reales costos de producción y desarrollo, del valor que se traslada a los usuarios y las usuarias de las distribuidoras por medio de la tarifa.

5. Lograr que los costos del sistema eléctrico no aumenten por necesidad de reemplazar gas natural de origen nacional por sustitutos importados de mayor costo.

III. Definiciones

6. Las siguientes Definiciones deben aplicarse a los fines interpretativos del Esquema y sus Anexos, los cuales forman parte integrante de aquel:

6.1. **Autoridad de Aplicación:** es la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA de la REPÚBLICA ARGENTINA

6.2. **CAMMESA:** es la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA.

6.3. **CMD:** es la Cantidad Máxima Diaria de gas natural comprometida.

6.4. **Contratos:** son los acuerdos a ser firmados entre Productores o Productoras, por un lado, y Licenciatarias de

Distribución y/o Subdistribuidoras y/o CAMMESA, por el otro, resultantes del proceso de Subasta establecido en el presente Esquema.

6.5. **Consumo fuera del sistema (*Off System*):** es el gas natural consumido que no ingresa al sistema de transporte.

6.6. **Consumo propio:** es el gas producido y captado dentro del área de concesión y destinado para uso interno, que incluye, pero no se limita, al combustible para equipos, inyección en gas-lift, generación de energía eléctrica y toda actividad e instalaciones necesarias para la operación del área.

6.7. **Cuenca *Off Shore*:** es la cuenca sedimentaria que se encuentra localizada, total o parcialmente costa afuera (*Off Shore*), medida desde la línea de base hacia el límite exterior de la plataforma continental.

6.8. ***Deliver or Pay (DOP)*:** es el compromiso del vendedor o de la vendedora de entregar el volumen de gas natural contratado o pagar el valor de aquel.

6.9. **Demanda Prioritaria:** es la demanda de gas natural de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras destinada exclusivamente a aquellos grupos de consumidores o consumidoras que, acorde a la normativa vigente, a la fecha del presente Esquema deben ser abastecidos o abastecidas de gas natural por dichas prestatarias. Estos clientes o estas clientas son: (i) los usuarios o las usuarias Residenciales, (ii) los usuarios categorizados o las usuarias categorizadas por el artículo 11 del Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004 como correspondientes a los segmentos denominados “P1” y “P2”, ambos integrados por usuarios o usuarias de la Categoría Tarifaria correspondiente al Servicio General “P”, acorde al Reglamento de Servicio de Distribución de gas por redes, y (iii) los usuarios definidos o las usuarias definidas en la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 2020 del 22 de diciembre de 2005 como el Grupo III, de entre aquellos usuarios o aquellas usuarias que por su nivel de consumo se ubican en el segmento “P3” de la Categoría Tarifaria Servicio General “P”, según las mismas disposiciones del artículo 11 del Decreto N° 181/04 citado. A estos efectos, no se considerará incluida como Demanda Prioritaria al consumo los segmentos Gas Natural Comprimido (GNC) y al Servicio General “P3” grupos I y II.

6.10. **Demanda Usinas:** es la demanda de gas natural destinada a la producción de energía eléctrica.

6.11. **Distribución de los volúmenes contractualizados:** son las cantidades determinadas sobre la base del consumo promedio de gas de los segmentos Demanda Prioritaria y Usinas del último trienio (2017-2019).

6.12. **Distribuidoras y Subdistribuidoras:** son las empresas prestadoras de servicio de distribución de gas natural por redes de la República Argentina que operan con licencias otorgadas conforme a la Ley N° 24.076, y las Subdistribuidoras habilitadas, conforme a la Ley N° 24.076, que reciben o puedan recibir gas en forma directa de los Productores o las Productoras.

6.13. **Esquema:** es el contenido del “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, denominado también “Esquema de Oferta y Demanda de Gas Natural 2020-2024” o “Esquema Gas 20/24” o “EG20/24” o “Plan GasAr”.

6.14. **Gas Retenido:** es la cantidad de gas que retiene la Transportista entregada por el Cargador para su transporte bajo las Condiciones Especiales del Reglamento del Servicio respectivo, para su uso como combustible para las plantas compresoras y para compensación de pérdidas en la línea.

6.15. **IEASA:** es la sociedad anónima bajo injerencia estatal INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA.

6.16. **Inyección Base:** es la inyección promedio del trimestre mayo-junio-julio de 2020 de cada Productor o Productora Firmante, por cuenca, e incluye los consumos *off system*.

6.17. **Inicio del Esquema:** tiene el significado que se le asigna en el Punto 16 del presente Esquema.

6.18. **MEG o MEGSA:** es el mercado electrónico de gas administrado por la empresa MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS SOCIEDAD ANÓNIMA (MEGSA).

6.19. **Oferta:** es la propuesta del Productor interesado o Productora interesada de participar y que se detalla en los Puntos 7 y 8 del presente Esquema.

6.20. **Pago Provisorio:** es el pago equivalente al SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75 %) de la compensación calculada sobre la base de la Declaración Jurada presentada por cada Productor o Productora Firmante respecto a sus entregas conforme establezca oportunamente la reglamentación de la Autoridad de Aplicación, para el mes que corresponda.

6.21. **Pago Ajustado:** es la diferencia entre la compensación calculada en función de la información contenida en la Declaración Jurada certificada por auditores independientes, conforme el Punto 83, presentada por cada Productor o Productora Firmante a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMIA, y el Pago Provisorio del mes que corresponda.

6.22. **Período Base:** es el período de CUARENTA Y OCHO (48) meses desde el inicio del presente Esquema.

6.23. **Período Estacional de Invierno:** es el período comprendido entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre de cada año.

6.24. **Período Estacional de Verano:** es el período comprendido entre el 1° de octubre y el 30 de abril de cada año.

6.25. **PIST:** es el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural.

6.26. **Plan de Inversiones y Programa de incremento proporcional y progresivo del Valor Agregado Nacional (VAN):** es el plan de inversión previsto en el Punto 7.4 y que contiene, como mínimo, el detalle establecido en el ANEXO B; y el programa de incremento del VAN descrito en el Punto 98.

6.27. **Precio Base:** es el precio del gas en el PIST de referencia para CAMMESA establecido para cada cuenca según Nota NO-2020-33627304-APN-SE#MDP y modificatorias. La cuenca aplicable será determinada de acuerdo a la cuenca donde se ubique el o los PIST del Productor o de la Productora Firmante y/o las inyecciones *Off System* del Productor o de la Productora Firmante.

6.28. **Precio en Cuadros Tarifarios:** es el precio del gas en el PIST de conformidad con los cuadros tarifarios para las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras.

6.29. **Precio Máximo:** es el precio del gas en el PIST máximo admisible para la presentación de ofertas definido para cada cuenca de acuerdo con lo establecido en el ANEXO A.

6.30. **Precio de Mercado:** es el Precio Promedio Ponderado (PPP) del gas en el PIST de las ofertas adjudicadas en la Subasta.

6.31. **Precio Ofertado:** es el precio del gas en el PIST de cada cuenca de cada una de las ofertas recibidas.

6.32. **Precio Período Estacional de Verano:** es el precio del gas en el PIST de aplicación para los SIETE (7) meses comprendidos en los períodos enero-abril y octubre-diciembre de cada año. Dicho precio surge de multiplicar el Precio Ofertado por cada Productor o Productora por un factor de ajuste de CERO COMA OCHENTA Y DOS (0,82).

6.33. **Precio Período Estacional de Invierno:** es el precio del gas en el PIST de aplicación para los CINCO (5) meses comprendidos en el período mayo-septiembre de cada año. Dicho precio surge de multiplicar el Precio Ofertado por cada Productor o Productora por un factor de ajuste de UNO COMA VEINTICINCO (1,25).

6.34. **Precio Período Estacional de Invierno Adicional:** es el precio del gas en el PIST de aplicación para al Volumen del Período Estacional de Invierno Adicional. Dicho precio surge de multiplicar el Precio Ofertado por cada Productor o Productora para este Período Adicional por un factor de ajuste de UNO COMA TREINTA (1,30).

6.35. **Productor o Productora Firmante:** es el Productor o la Productora de Gas Natural que hubiese suscripto el presente Esquema.

6.36. **Productor Excluido o Productora Excluida:** es el Productor o la Productora Firmante a quien se le ha dado de baja del presente Esquema por incumplimientos.

6.37. **Productor o Productora Firmante con Precio Base o Precio en Cuadros Tarifarios:** es el Productor o la Productora Firmante que no tiene derecho a percibir el Precio Ofertado de conformidad con el Punto 50.7 y demás disposiciones concordantes del presente Esquema.

6.38. **Productor o Productora de Gas Natural:** es la empresa productora de gas natural titular de una concesión de explotación otorgada por el ESTADO NACIONAL o por las respectivas Provincias, en uso de sus respectivas facultades legales, o de contratos en virtud de los cuales realizan actividades de explotación de hidrocarburos.

6.39. **Secretaría de Energía:** es la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMIA de la REPÚBLICA ARGENTINA.

6.40. **Subasta:** es el procedimiento competitivo mediante el cual la Autoridad de Aplicación lleva adelante la competencia entre los o las Oferentes para definir las posiciones relativas a precios y volúmenes que establecerá oportunamente la normativa que dicte la Autoridad de Aplicación.

6.41. **Subsecretaría de Energía Eléctrica:** es la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dependiente de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMIA de la REPÚBLICA ARGENTINA.

6.42. **Subsecretaría de Hidrocarburos:** es la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS dependiente de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA de la REPÚBLICA ARGENTINA.

6.43. **Take Or Pay (TOP):** es el compromiso del comprador o de la compradora de tomar el volumen de gas natural contratado o pagar el valor de aquel.

6.44. **Vigencia:** es el plazo de CUARENTA Y OCHO (48) meses desde el día de inicio del Esquema según el Punto 16. Para el caso de los proyectos *Off Shore*, dicho plazo será de NOVENTA Y SEIS (96) meses a partir de dicha fecha de inicio.

6.45. **Volumen base total:** es el bloque de SETENTA (70) MMm³/d (o aquel mayor o menor que, sobre la base de lo propuesto por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, adopten las partes) en los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días del año, por una duración de CUATRO (4) años. El volumen total se distribuirá de la siguiente manera (y, en caso de modificaciones del Volumen base total por parte de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, en los porcentajes que esta determine):

6.45.1. Cuenca Austral (comprende la producción *on shore* y *off shore* de las provincias del Chubut, de Santa Cruz y de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur): 20 MMm³/d.

6.45.2. Cuenca Neuquina: 47,2 MMm³/d.

6.45.3. Cuenca Noroeste: 2,8 MMm³/d.

6.46. **Volúmenes contractualizados:** son las cantidades establecidas de conformidad con la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación, destinadas a abastecer los diferentes segmentos de demanda.

6.47. **Volúmenes comprometidos de las Resoluciones Nros. 46 /17, 419 /17 y 447/17,** todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA: son los volúmenes que continuarán comprendidos dentro del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” creado por las Resoluciones N° 46 /17, 419/17 y 447/17, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA; y por sobre los cuales recae la renuncia referida en el Punto 41.

6.48. **Volumen del Período Estacional de Invierno Adicional:** serán volúmenes adicionales en el Período Estacional de Invierno de cada uno de los CUATRO (4) años. Solo se adjudicarán volúmenes al Productor o a la Productora Firmante al o a la que se le hayan asignado volúmenes en el Período Base. El volumen a adjudicar será distribuido por cuenca según determine la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

IV. Adhesión al Esquema

7. Cada Productor interesado o Productora interesada en adherir al presente Esquema, en oportunidad de la convocatoria que al efecto hará la SECRETARÍA DE ENERGÍA, deberá: (a) remitir una nota de adhesión por el sistema TAD conteniendo, de corresponder, las renunciaciones referidas en los Puntos 39 y 41 del presente Esquema; y, separadamente, (b) presentar su Oferta en sobre cerrado o en el soporte tecnológico que establezca la reglamentación que asegure su inviolabilidad (Sobre N° 1), la que contendrá una propuesta sobre los siguientes aspectos:

7.1. El volumen correspondiente al Período Base y el volumen correspondiente al Período Estacional de Invierno Adicional;

7.2. El precio del volumen total ofertado para cada cuenca;

7.3. La curva de producción comprometida por cada una de las cuencas en las que adhiera, distinguiendo provincias y/o áreas bajo jurisdicción del ESTADO NACIONAL dentro del continente o Costa Afuera (*Off Shore*); y

7.4. El Plan de Inversiones a desarrollar para alcanzar sus volúmenes de inyección comprometidos, que deberá ser presentado en las condiciones fijadas en la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación, y el Programa de Incremento Proporcional y Progresivo del VAN previsto en el Punto 98.

8. Asimismo, cada Productor interesado o Productora interesada podrá presentar, en su Oferta, una propuesta complementaria (Sobre N° 2). En esta se contemplará una curva de producción que requiera mayores tiempos de desarrollo, a los fines de cumplir con lo indicado en el Punto 25 del presente Esquema. En este supuesto, el Productor o la Productora deberá comprometerse a compensar su falta de volumen inicial. La normativa a dictar por la SECRETARÍA DE ENERGÍA regulará la forma de compensación, la que deberá incluir las importaciones a cargo del Productor o de la Productora de gas natural durante el Período Estacional de Invierno 2021, adicional al que programe para importar la compañía IEASA. El Productor o la Productora podrá compensar su déficit de volumen del Período Estacional de Invierno 2021 concentrando la disponibilidad de gas natural adicional importado o combustibles alternativos equivalentes en los meses de junio y julio.

Este Sobre N° 2 será abierto solamente en caso de que no se logre cubrir la totalidad del volumen a adjudicar luego de la apertura de los Sobres N° 1. En dicho caso, se aplicará el mismo criterio de asignación detallado en el ANEXO A, y estos volúmenes serán complementarios a los que sean adjudicados como consecuencia de las ofertas recibidas en el Sobre N° 1. Los Sobres N° 1 y N° 2 constituirán la Oferta de cada Productor o Productora Firmante a los efectos de la Subasta.

9. Cada Distribuidora y/o Subdistribuidora interesada en adherir al presente Esquema deberá remitir una nota de adhesión por el sistema TAD a las condiciones aquí establecidas entendiéndose que las obligaciones de las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras adherentes se generarán a partir de la firma de los Contratos.

V. Criterios generales

10. **Asignación de volúmenes por cuenca:** se realiza una asignación a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras de conformidad con la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación, respondiendo al ordenamiento de los Productores o las Productoras Firmantes, en función del orden creciente de precios ofertados para cada cuenca. En caso de igualdad de precios se asignará proporcionalmente en función del volumen propuesto por cada Productor o Productora.

11. **Autorización de exportaciones:** el Volumen Contractualizado será autorizado, en forma parcial, para su destino de exportación en condición firme, fuera del Período Estacional de Invierno, conforme lo establecido en la Ley N° 24.076 y normativa complementaria, primando el abastecimiento interno.

12. Cálculo de la participación comprometida: cada Productor o Productora Firmante es responsable por los Volúmenes Comprometidos, conforme surjan del mecanismo de asignación, según se detalle en la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación. La responsabilidad de cada Productor o Productora Firmante por el compromiso asumido en el presente Esquema es simplemente mancomunada, limitándose cada Productor o Productora Firmante a suministrar los Volúmenes del Esquema comprometidos por él mismo o ella misma por cuenca.

13. Compromiso de entrega: se asume por cuenca y por mes, para el abastecimiento de las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras y de CAMMESA, incluyendo consumos fuera del sistema, y por parte de cada uno de los productores o cada una de las productoras que adhieran, conforme la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación.

14. Compromiso de inyección, de inversión y de incremento proporcional y progresivo del VAN: se realiza por la vigencia del presente Esquema, de conformidad con la curva que se determine en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación y en el Punto 98, y con discriminación de cuencas. Las curvas de producción comprometidas deberán contener, desde mayo de 2021, una inyección igual o superior a la Inyección Base.

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 por las demandas de las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras. La curva de producción presentada por los Productores o las Productoras Firmantes será ajustada proporcionalmente en función del volumen ofertado que fuere efectivamente adjudicado. Dicha curva de producción ajustada no podrá ser inferior a su Inyección Base.

El Plan de Inversiones a presentar, de conformidad con el ANEXO B, en ningún caso podrá ser inferior al flujo de fondos, producto de la compensación del Punto 33 a recibir del ESTADO NACIONAL. En caso de ser necesario, la SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá modificar el mencionado factor de ajuste por hasta un UNO COMA VEINTICINCO (1,25). A tal efecto, el Productor o la Productora Firmante deberá informar a la Autoridad de Aplicación, con periodicidad trimestral y con apertura mensual, el debido cumplimiento del mencionado plan, junto con la entrega de información auditada y en carácter de declaración jurada.

15. Incumplimiento: en caso de no cumplir con las obligaciones asumidas en el presente Esquema, el Productor o la Productora Firmante será pasible de las penalidades establecidas en el Punto 50 y siguientes.

16. Inicio del Esquema: es el 1° diciembre de 2020, fecha a partir de la cual los Productores o las Productoras

Firmantes estarán obligados a cumplir con sus obligaciones emergentes, y el ESTADO NACIONAL a abonar a aquellos y aquellas la diferencia de precio del gas que se genere entre: (a) el PIST autorizado para traslado a tarifas vigente a la fecha del Inicio del Esquema y (b) el precio adjudicado conforme a la Subasta.

17. Plazo adicional para *Off Shore*: los proyectos costa afuera (*Off Shore*) tendrán un plazo adicional de CUATRO (4) años, cuyo cómputo iniciará al concluir el Plazo Base, con lo que el plazo total será de OCHO (8) años desde el inicio del Esquema.

18. Plazo Base: es de CUATRO (4) años a partir del Inicio del Esquema.

19. Plazo Base Adicional: la Autoridad de Aplicación podrá ampliar el Plazo Base por plazos de UN (1) año, el cual será agregado como año quinto (5°), y así sucesivamente. Para ello, se deberán revisar, para cada año adicional, los volúmenes de demanda, las posibilidades de inversión en infraestructura, los niveles de precio y los correspondientes compromisos de venta.

20. Precio de traslado a la demanda: el ESTADO NACIONAL podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST resultante de la Subasta a efectos de reducir el costo del gas a pagar por el usuario o la usuaria conforme al Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes. Al efecto, la Autoridad de Aplicación determinará, con la asistencia del ENARGAS, en caso de que esta sea requerida, y mediante un proceso que, de corresponder, incluya instancias de efectiva participación ciudadana, el monto que podrá ser igual o inferior al Precio de Mercado que surja de las adjudicaciones de la Subasta. El diferencial entre el precio determinado por la Autoridad de Aplicación de acuerdo al Punto 6.28 y el Precio resultante de la Subasta estará a cargo del ESTADO NACIONAL.

21. Precio ofertado: el precio a reconocer al Productor o a la Productora Firmante que cumpla debidamente con su compromiso de entrega del volumen propuesto y asignado, de acuerdo con la metodología detallada en el ANEXO A, consistente en el precio de traslado a la demanda y la compensación asumida por el ESTADO NACIONAL conforme el Esquema.

22. Prioridad de nominación: las propuestas de menor precio de cada cuenca tendrán prioridad de nominación en caso de que las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o CAMMESA tengan que tomar volúmenes inferiores a la CMD en períodos de baja demanda. En virtud de esta prioridad, se bajará en la cuenca que corresponda la nominación hasta el TOP en primera instancia al Productor o a la Productora Firmante que haya ofertado el mayor precio y así sucesivamente; todo ello, de acuerdo con la metodología detallada en el ANEXO A.

23. **Revisión de volúmenes:** la Autoridad de Aplicación podrá efectuar reasignaciones con periodicidad semestral en función de variaciones en la demanda de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o de CAMMESA, o ante cambios en la participación de los Productores o las Productoras Firmantes. La reasignación del volumen correspondiente a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras tendrá en consideración el gas combustible retenido y devuelto a la prestataria del servicio de distribución por las Licenciatarias del Servicio de Transporte de Gas Natural. En todos los casos, dicho gas combustible deberá ser utilizado para satisfacer la demanda prioritaria y no podrá ser cedido a ningún tercero.

24. **Volumen asignado a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras:** no incluye el consumo del segmento Gas Natural Comprimido (GNC).

VI. Detalles de implementación

Productores o Productoras

25. Cada Productor o Productora Firmante se compromete a inyectar, por el plazo de vigencia del presente Esquema, la curva que se determine en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación, la cual incluirá una discriminación por cuenca. No podrá realizarse ninguna compensación entre cuencas. El Productor o la productora Firmante podrá adherir en una cuenca sin tener la obligación de adherir en las restantes cuencas. Los Compromisos de Inyección permanecerán vigentes por el plazo del Esquema con independencia de los volúmenes adjudicados a cada Productor o Productora Firmante en la Subasta.

26. Las curvas de producción comprometidas deberán contener, desde mayo de 2021, una inyección igual o superior a la Inyección Base. La inyección comprometida deberá considerar los Puntos de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), los puntos por fuera del sistema (*Off System*) y, de corresponder, los consumos propios.

27. No se configurará incumplimiento a lo establecido en el presente Esquema si la falta de entrega de los volúmenes comprometidos se debe a falta de demanda total del sistema y/o a una situación de caso fortuito o fuerza mayor debidamente acreditados y oportunamente reconocidos por la Autoridad de Aplicación.

28. Cada Productor o Productora Firmante se compromete a entregar, por cuenca y por el plazo de vigencia del presente Esquema, los volúmenes contemplados en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación para el abastecimiento de la demanda de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y CAMMESA.

29. Los volúmenes comprometidos por cada Productor o Productora Firmante para el abastecimiento de las demandas comprendidas en el presente Esquema no podrán ser superiores al SETENTA POR CIENTO (70 %) del promedio de la producción comprometida, una vez descontados los consumos propios, para el promedio del trimestre mayo, junio y julio de 2021, a excepción del caso de los Proyectos Costa Afuera (*Off Shore*), en cuyo caso la referencia será el promedio del trimestre mayo, junio y julio de 2020. En caso de ser necesario, la SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá modificar el porcentaje mencionado en hasta un QUINCE POR CIENTO (15 %) por sobre dicho promedio.

30. El volumen base a acordar para el abastecimiento de la demanda de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y CAMMESA, más las exportaciones a autorizar, será de SETENTA (70) MMm³/d constantes a lo largo de la vigencia del Esquema. Complementariamente, se consideran volúmenes adicionales, a definir por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, en el Período Estacional de Invierno de cada uno de los CUATRO (4) años del Esquema y los que eventualmente se adicionen en ejercicio de la facultad prevista en el Punto 19. En la asignación de volúmenes a cada Productor o Productora Firmante se priorizará a quien oferte menor precio. El mismo criterio de asignación será de aplicación para los volúmenes adicionales correspondientes al Período Estacional de Invierno de cada año del Esquema.

31. En función de la priorización mencionada en el punto precedente, se define el volumen medio mensual comprometido por cada Productor o Productora Firmante para su correspondiente entrega a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y a CAMMESA, distribuyendo proporcionalmente los volúmenes ofertados a distintos precios. La asignación de los volúmenes totales entre las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y CAMMESA se hará proporcionalmente de acuerdo a las entregas promedio del último trienio (2017-2019). En el caso de Productores o Productoras Firmantes que tengan consumos correspondientes a generación térmica del MEM, con consumos fuera del sistema (*Off System*), estos últimos consumos serán considerados exclusivamente para su asignación a CAMMESA.

32. A lo largo del Esquema, cada Productor o Productora Firmante deberá cumplir con sus compromisos de inyección, con sus compromisos de entrega por cuenca, y con sus compromisos de inversión (ANEXO B).

33. El ESTADO NACIONAL abonará a cada Productor o Productora Firmante, en concepto de compensación, el diferencial entre el precio facturado a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y el Precio Ofertado por el factor del Período Estacional según corresponda, el que será determinado a partir del Tipo de Cambio vendedor del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA del último día hábil del mes de inyección de que se trate.

34. A los fines del pago del Precio Ofertado, el cumplimiento de las entregas e inyecciones comprometidas será

analizado a mes vencido.

35. A los fines de la evaluación del cumplimiento de la inyección comprometida serán considerados períodos trimestrales móviles.

36. El cumplimiento de inyección de los volúmenes comprometidos por cada Productor o Productora Firmante se verifica por: (i) la inyección del volumen comprometido o, en caso de ser insuficiente, (ii) la puesta a disposición a la Demanda a condiciones de mercado, tanto en el MEG como a CAMMESA, del volumen remanente no inyectado.

37. El Productor o la Productora Firmante cuyo Precio Ofertado sea menor, de acuerdo con la metodología detallada en el ANEXO A, tendrá prioridad de nominación por parte de las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras y por CAMMESA en períodos con faltante de demanda en los cuales sea necesario reducir volúmenes de inyección a niveles de TOP.

38. El Productor o la Productora Firmante que tenga comprometido volúmenes en el marco del Programa de las Resoluciones N° 46/17, 419/17 y 447/17, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA no podrá percibir, por la porción de tales volúmenes que fuera asignada a las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras, el Precio Ofertado en el marco del presente Esquema. En dicho caso, percibirá el Precio en Cuadros Tarifarios conforme la definición del Punto 6.28. A partir de enero de 2022, dicho Productor o dicha Productora Firmante percibirá el Precio Ofertado. La porción de los referidos volúmenes asignada a CAMMESA y/o a IEASA percibirá el Precio Ofertado a partir de la vigencia del presente Esquema.

39. En caso de no renunciar a los beneficios mencionados en el punto precedente, a los efectos de la comparación y asignación de ofertas, el Precio Ofertado se ajustará en función del Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base, para lo cual se tendrán en consideración, hasta el 31 de diciembre de 2021, los precios mínimos establecidos en la citada Resolución, descontados a una tasa del DIEZ POR CIENTO (10 %), de conformidad con la metodología establecida en el ANEXO A. Lo aquí previsto no será de aplicación en los casos en los que el Productor o la Productora Firmante opte por la alternativa prevista en el Punto 1.4 del ANEXO A, en cuyo caso se aplicará la metodología descripta en dicho punto a los efectos de la comparación de ofertas y asignación de volúmenes.

40. El ESTADO NACIONAL creará un sistema de garantía para respaldar el pago del diferencial entre el Precio Ofertado y el Precio en Cuadros Tarifarios, el que contará con un procedimiento de liquidación basado en los principios de celeridad y eficiencia administrativas, sin perjuicio de otros mecanismos de garantía del pago de las compensaciones a los Productores o las Productoras Firmantes bajo el Esquema basados en el reconocimiento de

créditos fiscales, según se determine en la legislación respectiva y conforme sea reglamentado por la Autoridad de Aplicación y por la AFIP, según corresponda.

41. A los fines de acceder a participar en el presente Esquema, el Productor o la Productora Firmante que tenga comprometido volúmenes en el marco del Programa de las Resoluciones N° 46 /17, 419/17 y 447/17, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, deberá presentar en el Sobre N° 1, la renuncia establecida en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación.

42. La participación del Productor o de la Productora Firmante estará sujeta a las condiciones establecidas en los Puntos 13 y 14.

43. En caso de que durante el Período Estacional de Invierno en una cuenca determinada se produzcan volúmenes excedentes de oferta, la SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá, a solicitud del Productor o de la Productora Firmante, otorgar permisos en condición firme con destino de exportación para el Productor o la Productora Firmante que cuente con volúmenes excedentes a todos los volúmenes comprometidos dentro del Esquema.

Proyectos Costa Afuera (*Off Shore*)

44. A efectos de tener en consideración la incertidumbre y los riesgos geológicos vinculados a la realización de nuevos desarrollos costa afuera en la región austral del país, el Productor o la Productora Firmante deberá presentar en el Sobre N° 1 un Plan de Inversiones conforme lo establecido en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación hasta tanto el proyecto ingrese en etapa de operación comercial, el cual será controlado por la Autoridad de Aplicación.

45. Asimismo, deberá compensar, durante los meses de junio, julio y agosto de cada año del Plazo Base, su falta de volumen respecto a su Inyección Base; para ello, podrá optar por alguna de las siguientes alternativas:

45.1. con compensaciones entre cuencas con producción propia, siempre que el Productor o la Productora Firmante 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;

45.2. con la adquisición de su volumen faltante a otro Productor o a otra Productora Firmante, siempre que este último o esta última disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos, y en

tanto exista capacidad de transporte disponible para el abastecimiento de la demanda;

45.3. 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;

45.4. con un pago equivalente a DOS (2) veces el volumen a compensar valorizado al precio ofertado por UNO COMA VEINTICINCO (1,25).

46. En caso de elegir la opción 45.3, el Productor o la Productora Firmante podrá concentrar la disponibilidad de gas natural adicional en los meses de junio y/o julio.

47. Estos proyectos tendrán un plazo adicional de CUATRO (4) años, con lo que el plazo total será de OCHO (8) años desde el inicio del Esquema.

48. Una vez iniciado el plazo adicional conforme el Punto 17: (i) los Volúmenes contractualizados por cada Productor o Productora Firmante en el presente Esquema deberán ascender al SETENTA POR CIENTO (70 %) de la producción total Costa Afuera (*Off Shore*) que dicho Productor o dicha Productora Firmante tenga a partir de la finalización del plazo base, o a partir de que ingrese en fase comercial el proyecto en cuestión; (ii) el Productor o la Productora Firmante no deberá compensar los volúmenes a que se refiere el Punto 45.

49. A partir de este último mes, el Productor o la Productora Firmante deberá cumplir con los Contratos firmados con las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y con CAMMESA.

Los Productores o las Productoras Firmantes que incluyan en su Plan de Inversión en Cuenca Austral un proyecto *Off Shore*, no serán pasibles de las penalidades previstas en los Puntos 50.2, 50.3 y 50.4 en dicha cuenca, en tanto y en cuanto hayan dado debido y acreditable cumplimiento al Plan de Inversión acumulado a ese momento, y deberán compensar solamente su falta de volumen respecto a su Inyección Base conforme el Punto 45.

Penalidades y garantías

50. El régimen de penalidades y garantías estará sujeto a los siguientes extremos:

50.1. En caso de incumplimiento de un Contrato con las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o con CAMMESA, el Productor o la Productora Firmante afrontará las penalidades establecidas en el respectivo Contrato en lo que respecta a los volúmenes de DOP.

50.2. El incumplimiento del compromiso de inyección tendrá el siguiente tratamiento:

50.2.1. Si el incumplimiento de la inyección promedio trimestral móvil del Productor o de la Productora Firmante para una determinada cuenca es igual o menor al CINCO POR CIENTO (5 %) de su producción comprometida, se tendrá por cumplido el compromiso de inyección bajo el presente Esquema, siempre y cuando este defecto de inyección no se extienda por más de TRES (3) meses consecutivos. En este último caso, en adelante se ajustará proporcionalmente el diferencial entre: (i) si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, entre el Precio Ofertado y el precio a reconocer por las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras según los cuadros tarifarios vigentes; o bien (ii) si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con CAMMESA, entre el Precio Ofertado y el Precio de Referencia a reconocer por esta; en ambos casos, los ajustes se realizarán de acuerdo con el nivel de incumplimiento y mientras se verifique en la práctica dicha falta de cumplimiento.

50.2.2. Si el incumplimiento de la inyección promedio trimestral móvil del Productor o de la Productora Firmante para una determinada cuenca es superior al CINCO POR CIENTO (5 %) y menor o igual al QUINCE POR CIENTO (15 %) de su producción comprometida, se ajustará proporcionalmente el diferencial:

(i) si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, entre el Precio Ofertado y el precio a reconocer por las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras según los cuadros tarifarios vigentes; o bien (ii) si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con CAMMESA, entre el Precio Ofertado y el Precio de Referencia a reconocer por esta; en ambos casos, los ajustes se realizarán de acuerdo con el nivel de incumplimiento y mientras se verifique en la práctica dicha falta de cumplimiento.

50.2.3. Si el incumplimiento de la inyección promedio trimestral móvil del Productor o de la Productora Firmante para una determinada cuenca es mayor al QUINCE POR CIENTO (15 %) de su producción comprometida, aquel no tendrá derecho a la percepción del diferencial: (i) si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, entre el Precio Ofertado y el precio a reconocer por las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras según los cuadros tarifarios vigentes; o bien (ii) si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con CAMMESA, entre el Precio

Ofertado y el Precio de Referencia a reconocer por esta; en ambos casos, los ajustes se realizarán de acuerdo con el nivel de incumplimiento y mientras se verifique en la práctica dicha falta de cumplimiento.

50.3. Independientemente de la penalidad por el incumplimiento del compromiso de inyección prevista en el Punto 50.2, si la inyección durante los meses de junio y/o julio y/o agosto de cada año es inferior a la comprometida, el Productor o la Productora Firmante deberá compensar su falta de volumen con alguna de las siguientes alternativas, a su elección:

50.3.1.1. con compensaciones entre cuencas con producción propia, siempre que el Productor o la Productora Firmante 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;

50.3.1.2. con la adquisición de su volumen faltante a otro Productor o a otra Productora Firmante, siempre que este último o esta última disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos, y en tanto exista capacidad de transporte disponible para el abastecimiento de la demanda.

50.3.1.3. 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.

50.3.1.4. con un pago equivalente a DOS (2) veces el volumen a compensar valorizado al precio ofertado por un factor de ajuste de UNO COMA VEINTICINCO (1,25).

50.4. Si la inyección promedio trimestral móvil del Productor o de la Productora Firmante para una determinada cuenca es inferior a los siguientes porcentajes por el plazo de SEIS (6) meses consecutivos (independientemente de la eventual compensación de acuerdo a los mecanismos descritos en el Punto anterior):

50.4.1. el NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95 %) entre mayo de 2021 y mayo de 2022 inclusive;

50.4.2. el NOVENTA Y OCHO POR CIENTO (98 %) entre junio de 2022 y mayo de 2023 inclusive;

50.4.3. el CIEN POR CIENTO (100 %) desde junio de 2023 en adelante; importará la baja de dicho Productor o dicha Productora Firmante del presente Esquema y se lo considerará Productor Excluido o Productora Excluida

conforme el Punto 6.36.

50.5. En caso de verificarse la baja conforme al Punto 50.4, el Productor Excluido o la Productora excluida deberá reintegrar los montos percibidos durante el año calendario en que se verifique el incumplimiento, entendiendo por tales montos el diferencial entre el Precio Ofertado y: (i) el precio a reconocer por las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras según los cuadros tarifarios vigentes o (ii) el Precio de Referencia a reconocer por CAMMESA. Estos montos a reintegrar serán calculados en dólares estadounidenses al Tipo de Cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina en el día hábil anterior a su pago, con más un DIEZ POR CIENTO (10 %). Dichos montos serán devueltos en el porcentaje que corresponda a CAMMESA y/o de manera directa al ESTADO NACIONAL en función del costo que este último haya afrontado para la compensación a los Productores o las Productoras Firmantes.

50.6. A los efectos de asegurar el reintegro de los montos percibidos según lo prevé el Punto 50.5, la Autoridad de Aplicación solicitará, antes del 31 de diciembre de cada año, un seguro de caución al Productor o a la Productora Firmante. A estos mismos fines, la Autoridad de Aplicación podrá solicitar el reemplazo del seguro de caución antes referido por una contragarantía. En dicho caso, la falta de presentación impedirá continuar con la percepción del diferencial entre el precio ofertado y: (i) el precio a reconocer por las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras según los cuadros tarifarios vigentes o (ii) el precio de referencia a reconocer por CAMMESA hasta tanto aquella no sea debidamente entregada. Una vez subsanado el incumplimiento, el Productor o la Productora Firmante tendrá derecho a percibir el mencionado diferencial correspondiente a los meses sobre los cuales no lo hubiere recibido, sin que esta situación le otorgue derecho alguno a compensaciones adicionales.

50.7. Para los Productores o las Productoras Firmantes cuya producción sea inferior a los DOS (2) millones de metros cúbicos por día, en el caso de que se registraran incumplimientos en los Volúmenes de Inyección comprometidos por SEIS (6) meses consecutivos, aquellos no serán pasibles de las penalidades previstas en los Puntos 50.3, 50.4 y 50.5, en tanto y en cuanto hayan dado debido y acreditable cumplimiento al Plan de Inversiones acumulado a ese momento.

En adelante, este Productor o esta Productora Firmante recibirá por los Volúmenes Contractualizados el Precio Base y/o el Precio en Cuadros Tarifarios, en cuyo caso se mantendrán vigentes las penalidades establecidas en el Punto 50.3. Esta situación se mantendrá hasta el mes en el que el Productor o la Productora Firmante vuelva a dar efectivo cumplimiento a los Volúmenes de Inyección comprometidos.

50.8. El atraso por un período mayor a SEIS (6) meses en el cumplimiento del Plan de Inversiones presentado en el Sobre N° 1 dará lugar a la exclusión del Productor o de la Productora Firmante del presente Esquema. En dicho caso, el Productor o la Productora Firmante deberá reintegrar los montos percibidos, entendiendo por tales montos el diferencial: (i) si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, entre el Precio Ofertado y el precio a reconocer por las

Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras según los cuadros tarifarios vigentes; o bien *(ii)* si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con CAMMESA, entre el Precio Ofertado y el Precio de Referencia a reconocer por esta; en ambos casos, los ajustes se realizarán de acuerdo con el nivel de incumplimiento y mientras se verifique en la práctica dicha falta de cumplimiento. Estos montos a reintegrar serán calculados en dólares estadounidenses al Tipo de Cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina en el día hábil anterior a su pago, con más un DIEZ POR CIENTO (10 %).

El atraso por un período mayor a SEIS (6) meses en el cumplimiento del Plan de Incremento Proporcional y Progresivo del Valor Agregado Nacional presentado en el Sobre N° 1, y corroborado y verificado por el sistema de control mixto del presente Esquema, dará lugar a las siguientes penalidades: *(i)* llamados de atención, *(ii)* advertencia, *(iii)* advertencia con plazos de corrección, *(iv)* reducción proporcional y progresiva de la compensación, según establezca la Autoridad de Aplicación.

Demanda prioritaria

51. La SECRETARÍA DE ENERGÍA determinará, con la asistencia del ENARGAS y mediante un proceso que, de corresponder, incluya instancias de efectiva participación ciudadana –y teniendo en consideración la política de subsidios adoptada por el ESTADO NACIONAL–, el precio del gas natural en el PIST resultante de la Subasta por el cual las prestadoras del servicio de gas natural, podrán solicitar que oportunamente se efectúe el ajuste tarifario por variación en el precio del gas natural comprado en el marco del presente Esquema, el que será sometido a revisión tarifaria conforme al Punto 16. Dicho precio podrá ser igual o inferior al Precio de Mercado. El diferencial entre el precio determinado por la Autoridad de Aplicación de acuerdo al Punto 6.28 y el Precio Ofertado estará a cargo del ESTADO NACIONAL en concepto de compensación.

52. Se definen volúmenes por cuenca, con desagregación mensual, para cada una de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, en proporción a su demanda y en función de su capacidad de transporte contratada, para lo cual se respetará la proporcionalidad entre los distintos volúmenes adjudicados. En caso de no completar los volúmenes asignados a una cuenca, se podrán asignar volúmenes de otras cuencas que cuenten con capacidad de transporte contratada por cada Distribuidora y/o Subdistribuidora. Esta facultad no implica la posibilidad de compensación entre cuencas por parte de un mismo Productor o una misma Productora Firmante.

53. Se asignan los volúmenes definidos para cada Distribuidora y/o Subdistribuidora en forma proporcional a cada uno de los Productores o cada una de las Productoras Firmantes de las cuencas respectivas.

54. Los volúmenes comprometidos en el presente Esquema serán formalizados a través de Contratos entre cada Productor o Productora Firmante y cada Distribuidora y/o Subdistribuidora, con cláusulas de TOP del SETENTA

Y CINCO POR CIENTO (75 %) trimestral y DOP del CIEN POR CIENTO (100 %) diario. El precio de los respectivos Contratos será definido en función de los respectivos cuadros tarifarios o del Precio Ofertado, el que sea menor.

55. La Distribuidora y/o Subdistribuidora tendrá derecho a recuperar las cantidades de gas natural que haya abonado, pero no tomado, cualquiera haya sido la causa por la que aquella no haya podido tomar tales cantidades. El recupero solo podrá realizarse dentro del período estacional en que se hubiera producido el desbalance y durante la vigencia del respectivo Contrato. Será computado como gas de recuperación de dichas cantidades diferidas el volumen de gas natural que pudiera ser tomado por la Distribuidora y/o Subdistribuidora en exceso de la cantidad de TOP. En caso de que exista una cantidad diferida al término de la vigencia del Contrato, la Distribuidora y/o Subdistribuidora solo podrá recuperar dicha cantidad durante un período de extensión de DOCE (12) meses subsiguientes al período del Contrato. Tanto los volúmenes recuperados como aquellos correspondientes al gas retenido y devuelto al cargador respectivo, solamente podrán ser utilizados para cubrir las necesidades de la Demanda Prioritaria.

56. En caso de que los volúmenes comprometidos en el presente Esquema, tanto los anuales como los del Período Estacional de Invierno, no representen el total de las necesidades de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras a los efectos de garantizar el abastecimiento de la demanda, será responsabilidad de estas, conforme sus respectivas licencias y/o habilitaciones, adquirir volúmenes adicionales a los efectos de abastecer dicha demanda.

57. En cuanto a las regiones abarcadas por el beneficio establecido por el artículo 75 de la Ley N° 25.565, los Productores o las Productoras Firmantes que por el presente Esquema tengan asignada demanda con dicho subsidio deberán celebrar contratos con IEASA por los respectivos volúmenes. Por dichas entregas los Productores o las Productoras Firmantes percibirán el Precio Ofertado para cada cuenca involucrada.

58. IEASA, en función de su disponibilidad de gas natural, suministrará los volúmenes que sean necesarios a efectos de cubrir los volúmenes asignados a una cuenca en caso de que estos no puedan ser sustituidos por volúmenes de otra cuenca.

59. En los Contratos emanados del presente Esquema no se incluirá el consumo de los segmentos excluidos conforme al Punto 6.9.

60. Las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y CAMMESA podrán acordar la contratación de la capacidad de transporte que no sea utilizada por las primeras para el abastecimiento de su Demanda total.

61. En ningún caso las devoluciones de gas retenido a las prestadoras en tal concepto podrán tener un destino distinto a la demanda prioritaria en el marco del presente Esquema.

62. Las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras deberán nominar en primera instancia el CIEN POR CIENTO (100 %) de la CMD de cada uno de los Contratos en forma previa a realizar cualquier otra nominación. En caso de que su demanda sea menor a la suma de cada CMD de los Contratos firmados, las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras deberán en primera instancia nominar el volumen correspondiente al TOP del último Productor Firmante que se le haya asignado, y así sucesivamente de acuerdo con el orden definido en el ANEXO A. El mencionado criterio deberá respetar el orden general de asignación de Productores o Productoras Firmantes que incluye a todas las cuencas.

63. El resto de la demanda de Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras deberá ser abastecida con los volúmenes que disponga IEASA y con volúmenes adicionales disponibles en el mercado.

64. Las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras deberán informar mensualmente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA y al ENARGAS el detalle del cumplimiento de cada uno de los Contratos celebrados en el marco del presente Esquema.

Demanda CAMMESA

65. Se definen volúmenes por cuenca, con desagregación mensual en función de la capacidad de transporte disponible, lo que incluye el uso de la capacidad de transporte contratada por las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras que no sea utilizada para el abastecimiento. Los volúmenes serán mayores en el Período Estacional de Verano y menores en el Período Estacional de Invierno, a efectos de complementar la demanda de las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribuidoras. En caso de no completar los volúmenes asignados a una cuenca, podrá asignarse volúmenes a otra cuenca que cuente con capacidad de transporte remanente. Esta facultad no implica la posibilidad de compensación de un mismo Productor o una misma Productora Firmante.

66. Se asignan los volúmenes definidos proporcionalmente a cada uno de los Productores o cada una de las Productoras Firmantes de las cuencas respectivas en función de los precios ofertados, de acuerdo con la metodología detallada en el ANEXO A. Los volúmenes establecidos en el presente Esquema serán formalizados a través de Contratos entre cada Productor o Productora Firmante y CAMMESA, con cláusulas de TOP del SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75 %) mensual y DOP del CIEN POR CIENTO (100 %) diario. El plazo de vigencia del Esquema será de CUATRO (4) años, salvo lo establecido para los proyectos costa afuera (Off Shore), en cuyo caso el plazo será de OCHO (8) años.

67. CAMMESA tendrá el derecho de recuperar las cantidades de gas natural que haya abonado, pero no tomado, cualquiera haya sido la causa por la que aquella no haya podido tomar esas cantidades. Dicho recupero solo podrá realizarse dentro del período estacional en que hubiere ocurrido el desbalance y durante la vigencia del respectivo Contrato. Será computado como gas de recuperación de las Cantidades Diferidas el volumen de gas natural que pudiera ser tomado por CAMMESA en exceso de la cantidad de TOP. En caso de que exista una Cantidad Diferida al término de la vigencia del Contrato, CAMMESA solo podrá recuperar tales cantidades durante un período de extensión de DOCE (12) meses subsiguientes al período del Contrato.

68. El Precio Base será el Precio de Referencia o el Precio Ofertado en caso de que este último sea inferior. Los Contratos contendrán la previsión del pago del Precio Ofertado de manera directa, previa verificación del cumplimiento de cada Productor o Productora Firmante.

69. En caso de que algún Productor o alguna Productora Firmante tenga compromisos previos en forma directa con un Generador de Energía Eléctrica, dicho volumen será descontado de los volúmenes a contratar por CAMMESA hasta el momento del vencimiento de dicho Contrato.

70. CAMMESA deberá informar mensualmente a la Autoridad de Aplicación el detalle del cumplimiento de cada uno de los Contratos celebrados en el marco del presente Esquema.

71. La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA emitirá las instrucciones correspondientes para que el despacho de CAMMESA priorice el uso de la totalidad de los volúmenes firmes contratados en el marco del presente Esquema; ello, luego de haber tomado el volumen necesario para que IEASA cumpla con el TOP del contrato vigente con el Estado Plurinacional de Bolivia.

72. En caso de que la demanda de CAMMESA sea menor a la suma de cada CMD de los Contratos firmados, CAMMESA deberá en primera instancia nominar el volumen correspondiente al TOP del último Productor o de la última Productora Firmante que se le haya asignado, y así sucesivamente de acuerdo con el orden definido en el ANEXO A.

El mencionado criterio deberá respetar el orden general de asignación de Productores o Productoras Firmantes, lo que incluye todas las cuencas.

Exportaciones en condición firme

73. En caso de cubrirse el Volumen Base Total, los Productores o las Productoras Firmantes dispondrán de un derecho preferencial de exportación en condición firme. Este derecho podrá ser utilizado tanto para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como Gas Natural Licuado (GNL), y operará conforme a la siguiente distribución (la que podrá ser modificada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a efectos del mejor cumplimiento de los objetivos del Esquema):

73.1. Cuenca Neuquina: SIETE (7) MMm³/d, de los cuales:

73.1.1. los primeros CUATRO (4) MMm³/d serán asignados a los bloques adjudicados de acuerdo a la prioridad de despacho que le corresponde a los Productores o a las Productoras Firmantes de Cuenca Neuquina según se determine en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación; y

73.1.2. los TRES (3) MMm³/d remanentes y/o el volumen que no se hubiese asignado en el punto anterior se sumarán y serán asignados por fuera del mecanismo antes indicado.

73.2. Cuenca Austral: CUATRO (4) MMm³/d, de los cuales:

73.2.1. los DOS (2) MMm³/d primeros serán asignados a los primeros bloques adjudicados de Productores o Productoras Firmantes de Cuenca Austral, en las condiciones que determine en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación;

73.2.2. los DOS (2) MMm³/d siguientes, por fuera del mecanismo antes indicado.

74. En caso de que en alguna de las cuencas no se utilicen los derechos preferenciales de exportación en condición firme por todo o parte de los volúmenes detallados en el Punto precedente, podrán asignarse los volúmenes remanentes para exportación en condición firme desde otra cuenca.

75. Para los primeros bloques adjudicados de cada cuenca según los Puntos 73.1 y 73.2, si un Productor o una Productora Firmante con derecho preferencial a exportar en condición firme no hace uso de esa opción *(i)* antes del 30 de septiembre de cada año o *(ii)* antes de los TREINTA (30) días posteriores al inicio del presente Esquema para el año 2020, podrá otorgarse dicha preferencia a otros Productores u otras Productoras Firmantes de conformidad con lo que se determine en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación.

76. El período de exportación en condición firme no comprenderá el Período Estacional de Invierno. La Autoridad de Aplicación podrá extenderlo en caso de evidenciarse excedentes de oferta comprobables.

77. El volumen de exportación firme previsto en el presente Esquema que efectivamente se exporte bajo estas condiciones será detraído de los Contratos vigentes con CAMESA durante el Período Estacional de Verano.

78. La reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación deberá detallar los volúmenes asignados por Productor o Productora Firmante y por cuenca, los cuales podrán ser modificados por la Autoridad de Aplicación en caso de detectarse incumplimientos.

Las disposiciones de los Puntos 73 a 78 precedentes son operativas, sin perjuicio de los derechos establecidos en el artículo 6º y concordantes de la Ley N° 17.319.

Cálculo de las compensaciones

79. Cada Productor o Productora Firmante del presente Esquema presentará mensualmente a la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS, dentro de los TREINTA (30) días calendario del último día hábil del mes siguiente al del período de inyección, las Declaraciones Juradas relativas a:

79.1. Su inyección total conforme su Compromiso de Inyección;

79.2. Sus ventas bajo el Compromiso de Entrega a cada segmento de la demanda y

79.3. El cálculo de la compensación resultante sobre la base de su propio análisis de precios, cantidades inyectadas y entregadas.

80. En un período no mayor a VEINTE (20) días corridos posteriores a la presentación de las Declaraciones Juradas mencionadas en el Punto 79, se emitirá una orden de Pago Provisorio equivalente al SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75 %) de la compensación calculada por el Productor o la Productora Firmante y presentada según el Punto 79. Asimismo, se notificará al Productor o a la Productora Firmante con UNA (1) copia

de la correspondiente Orden de Pago Provisorio.

81. Para acceder al Pago Provisorio del Punto 80 cada Productor o Productora Firmante deberá constituir un seguro de caución, mediante pólizas aprobadas por la SUPERINTENDENCIA DE SEGUROS DE LA NACIÓN, extendidas a favor de la SECRETARÍA DE ENERGÍA. Esta última establecerá las condiciones que deben estar contenidas en las cláusulas de tales pólizas, para lo cual podrá establecer: (i) los montos de la caución, (ii) los requisitos de solvencia que deberán reunir las compañías aseguradoras, (iii) las condiciones de sustitución de la compañía de seguros para el caso de que la aseguradora originaria deje de cumplir los requisitos que se hubieren requerido.

82. En caso de no constituirse la caución descrita en el Punto 81, las compensaciones serán pagadas a partir de las Declaraciones Juradas, dentro del mecanismo de validación correspondiente.

83. Dentro del plazo previsto en el Punto 80, cada Productor o Productora Firmante presentará ante la SECRETARÍA DE ENERGÍA una Declaración Jurada certificada por auditor o auditora independiente, la que contendrá:

83.1. Su inyección total conforme su Compromiso de Inyección;

83.2. Sus ventas bajo el Compromiso de Entrega a cada segmento de la demanda; y

83.3. El cálculo de la compensación resultante sobre la base de su propio análisis de precios, cantidades inyectadas y entregadas.

84. La SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS controlará la información relativa a los volúmenes inyectados y declarados por cada Productor o Productora Firmante y dará intervención a quienes tuvieren competencia, simultáneamente, en un plazo no mayor a CINCO (5) días corridos.

85. En relación con los Puntos de Inyección previos al PIST, la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS tomará la intervención de su competencia conforme Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 318/10 y procederá a expedirse en un plazo que no superará los QUINCE (15) días corridos.

86. Respecto a los volúmenes correspondientes a los PIST (TGN-TGS-gasoductos operados por alguna Licenciataria del Servicio de Distribución regulada por ENARGAS), la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS podrá dar intervención al ENARGAS con el fin de que, en un plazo máximo de QUINCE (15) días corridos, remita: *(i)* los volúmenes de inyección, *(ii)* las entregas a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, y *(iii)* las entregas a CAMMESA.

87. En función de lo resultante de los Puntos 83 a 86, la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS emitirá, en un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos, un informe de validación de los volúmenes efectivamente inyectados y de las entregas en PIST efectivamente realizadas a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y a CAMMESA.

88. Con dicho informe, la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS determinará –en caso de corresponder– las causas de los eventuales incumplimientos de cada Productor o Productora Firmante e informará mensualmente a CAMMESA y al ENARGAS el estado de cumplimiento de cada Productor o Productora Firmante del presente Esquema.

89. La SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS elaborará, en un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos, un informe de compensación para cada Productor o Productora Firmante.

Asimismo, la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dentro de los siguientes DIEZ (10) días corridos, procederá a emitir la correspondiente orden de Pago Ajustado, la que podrá ser positiva o negativa.

90. En consecuencia, y tomando en cuenta los plazos indicados precedentemente, dentro de un plazo que nunca podrá ser mayor a los CINCUENTA (50) días corridos después de presentadas en tiempo y forma las Declaraciones Juradas referidas en el Punto 83, se procederá a emitir la correspondiente Orden de Pago Ajustado por la diferencia entre la compensación provisoria, contenida en la Orden de Pago Provisorio, y la compensación calculada en el correspondiente informe.

Asimismo, se notificará al Productor o a la Productora Firmante con UNA (1) copia del informe de validación de volúmenes, y una copia del informe de compensación y la correspondiente Orden de pago.

91. En caso de que la compensación provisoria sea mayor que la calculada por la Autoridad de Aplicación, entonces:

91.1. el monto abonado en exceso será deducido del siguiente período de pago y

91.2. se penalizará al Productor o a la Productora Firmante en su compensación para el período inmediatamente posterior, afectando el monto en un OCHENTA POR CIENTO (80 %) del que le correspondiere.

92. Tanto la Orden de Pago Provisorio como la Orden de Pago Complementaria serán abonadas en su totalidad en un plazo no mayor a los DIEZ (10) días corridos posteriores de su emisión de acuerdo con los Puntos 80 y 89, respectivamente.

93. En el caso de la demanda de Licenciataria de Distribución y/o permisionarias de Subdistribuidoras, el diferencial entre el precio determinado por la Autoridad de Aplicación de acuerdo al Punto 6.28 y el Precio Ofertado será abonado de la siguiente manera: (i) en un OCHENTA Y OCHO POR CIENTO (88 %) a los Productores o las Productoras Firmantes y (ii) en un DOCE POR CIENTO (12 %) a las Provincias y/o al ESTADO NACIONAL en cuyo territorio se producen los volúmenes inyectados.

Asimismo, para aquellos casos de concesiones cuya producción tenga establecida en el respectivo título un porcentaje, entre regalías y/o canon equivalente, superior al DOCE POR CIENTO (12 %), el pago diferencial por tal producción respetará dicho porcentaje.

VII. Misceláneas

94. La SECRETARÍA DE ENERGÍA reconoce expresamente que la suscripción y posterior cumplimiento por parte de los Productores o las Productoras Firmantes del presente Esquema contribuye positivamente al beneficio del interés económico general y reviste carácter de interés público.

95. Los precios del gas natural que sean efectivamente facturados como consecuencia de las ventas realizadas por los Productores o las Productoras Firmantes a sus clientes o clientas en el marco del presente Esquema serán los utilizados a los efectos de calcular las regalías previstas en el artículo 59 de la Ley N° 17.319 y/o canon o adicional acordado en su caso con la respectiva Provincia, correspondientes a los volúmenes de gas natural vendidos por los Productores o las Productoras Firmantes bajo el presente Esquema.

96. Con el fin de evitar toda conducta que implique la cooperación o revelación de las posturas o estrategias de participación de los Productores o las Productoras Firmantes que pueda vulnerar los objetivos de competencia y

transparencia del presente Esquema para determinar el Precio de Mercado, los Productores o las Productoras Firmantes deberán presentar junto con su oferta: (i) una declaración de oferta independiente y (ii) un compromiso de denuncia frente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, en caso de tomar conocimiento de que otro u otra participante haya incurrido en este tipo de prácticas.

97. En el caso de que durante la vigencia del presente Esquema un Productor o una Productora Firmante transfiriese por cualquier título o modalidad la titularidad de todo o parte de sus derechos de explotación respecto de una determinada área, el Productor o la Productora Firmante deberá notificar por escrito dicha situación a la SECRETARÍA DE ENERGÍA y tendrá el derecho: (i) a mantener su participación en los volúmenes del Esquema y asumir desde otras áreas de explotación de su titularidad el porcentaje que la producción de gas natural proveniente del área cedida represente en su producción total de gas natural, o bien (ii) a reducir su participación en los volúmenes del Esquema proporcionalmente en el porcentaje que la producción de gas natural proveniente de dicha área cedida represente en su producción total de gas natural; en este último caso, el Productor o la Productora Firmante deberá comprometerse a que el nuevo o la nueva titular asuma automáticamente el compromiso de suministrar el volumen de gas natural equivalente al Porcentaje de Participación Transferido.

98. Con el objetivo de agregar valor a la cadena de abastecimiento a través de la transferencia de tecnología y conocimiento por parte de los Productores o las Productoras Firmantes, así como de promover una mayor participación directa de los proveedores o las proveedoras locales sobre la base de una mejora de la productividad, competitividad, eficiencia y calidad de la industria local, el Productor o la Productora Firmante deberá presentar: (i) un plan de abastecimiento anual de compras de bienes y servicios que cuente con un detalle del sostenimiento de los niveles de empleo, (ii) un programa de desarrollo de proveedores directos o proveedoras locales, regionales y nacionales de bienes y servicios, (iii) un mecanismo de contratación transparente y abierto a los o las oferentes de bienes y servicios y (iv) la concreción de instrumentos destinados a extender a sus empresas proveedoras los beneficios financieros asociados a la baja del riesgo por la constitución de la garantía de pago.

El diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de los Productores o las Productoras Firmantes 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 y bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional. La Autoridad de Aplicación dictará un sistema de sanciones para el caso de incumplimiento, por parte de los Productores o las Productoras Firmantes, de las obligaciones asumidas.

99. Para el caso de que el ESTADO NACIONAL incumpliere sus obligaciones de pago, por el plazo de SEIS (6) meses consecutivos o alternados, y/o por las sumas equivalentes a TRES (3) veces la compensación mensual promedio que el Productor o la Productora Firmante tuviere derecho a percibir, el Productor o la Productora Firmante podrá optar por alguna de las siguientes alternativas:

99.1. Continuar bajo las condiciones recíprocas del presente Esquema que se devenguen por los períodos y/o montos impagos.

99.2. Continuar con el presente Esquema, pero sin la obligación de cumplir el Compromiso de Inyección total; en cuyo caso, el Productor o la Productora Firmante tendrá derecho a la reducción proporcional de la CMD de los Contratos según su respectiva tasa de declino.

99.3. Continuar en el presente Esquema, pero sin la obligación de cumplir con el Compromiso de Inyección total; en cuyo caso, el Productor o la Productora Firmante tendrá derecho a percibir por los Volúmenes Contractualizados el Precio Base y/o el Precio en Cuadros Tarifarios en cuestión.

99.4. Darse de baja del presente Esquema, cuyos efectos serán la resolución de los Contratos por incumplimiento del ESTADO NACIONAL del presente Esquema y la liberación de las cauciones respectivas.

99.5. Continuar en el presente Esquema, pero sin la obligación de cumplir con los Volúmenes de Inyección comprometidos; en cuyo caso, el Productor o la Productora Firmante tendrá derecho a percibir por los Volúmenes Contractualizados el Precio Base y/o el Precio en Cuadros Tarifarios en cuestión.

99.6. Asimismo, el Productor o la Productora Firmante tendrá el derecho de ajustar y/o reducir el Compromiso de Inyección Total por terminación de los Contratos por incumplimiento de las Licenciatarias de Distribución y Subdistribuidoras y/o de CAMMESA, en proporción a la CMD prevista en los Contratos terminados.

100. Los ANEXOS A y B tendrán el siguiente contenido:

ANEXO A

Metodología de Asignación de Volúmenes

1. Tratamiento de los Productores beneficiarios o de las Productoras beneficiarias del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” en el marco de las Resoluciones Nros. 46/17, 419/17 y 447/17, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

1.1. Cada Productor o Productora Firmante que no haya renunciado a los beneficios del referido Programa, conforme los Puntos 38 y 41, deberá presentar adicionalmente, en sobre cerrado (Sobre N° 1), conforme el Punto 7 del Esquema, una Declaración Jurada del volumen mensual sujeto a compensación hasta la finalización de dicho programa en diciembre de 2021.

1.2. Con esta Declaración Jurada, junto con el Compromiso de Entrega en el marco del presente Esquema, será calculado el Precio Promedio Ponderado (PPP) a percibir mensualmente en virtud de las entregas al citado Programa de Estímulo y al presente Esquema. A tal fin, será considerado el Precio Ofertado y el precio mínimo del referido Programa, para cada período.

1.3. A partir de la serie de precios calculados de conformidad con el punto anterior, la Autoridad de Aplicación calculará el Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base, descontado a una tasa del DIEZ POR CIENTO (10 %). Este valor será ajustado en función del porcentaje de gas retenido determinado en los cuadros tarifarios del sistema de transporte que son publicados por el ENARGAS. A tal fin, será considerado el punto de recepción que corresponda y el punto de despacho o entrega en el Gran Buenos Aires.

1.4. Dadas las condiciones establecidas en los puntos precedentes y en función de la evaluación a realizar, cada Productor o Productora Firmante podrá optar por presentar su Oferta (Sobre N° 1), dividida en DOS (2) propuestas, en las mismas condiciones que las referidas en los Puntos 2 y 3 del presente ANEXO A, y con un único Precio Ofertado; pero no le será de aplicación lo dispuesto en los Puntos 1.2 y 1.3. precedentes:

(i) Propuesta A, por un volumen de ese Programa de Estímulo que no podrá ser superior al CINCUENTA POR CIENTO (50 %) de la Inyección Base, y que percibirá los precios establecidos en el punto 38 del Esquema y la compensación prevista en el citado Programa de Estímulo;

(ii) Propuesta B, por un volumen superior al contenido en la Propuesta A, pero que solamente serán asignados en caso de que existan cantidades remanentes a las definidas en el Punto 6.45 para cada cuenca en cuestión, y luego de haber sido asignadas todas las demás Ofertas correspondientes al Sobre N° 1.

En caso de ser asignados volúmenes de la Propuesta B, el precio a reconocer será, hasta el 31 de diciembre de 2021, el Precio Ofertado, a menos que este sea mayor al Precio Promedio Ponderado de las Ofertas del Sobre N° 1 que no oferten en las condiciones regidas para la Propuesta B, al interior de cada cuenca. Desde el 1° de enero de 2022 se reconocerá el Precio Ofertado en el Sobre N° 1, a todos los efectos. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que parte de estos volúmenes asignados correspondan a volúmenes de ese Programa de Estímulo, para

dichos volúmenes el Productor o la Productora Firmante percibirá, hasta el 31 de diciembre de 2021, los precios establecidos en el Punto 38 (con los eventuales ajustes que pudieren corresponder por comparación por Precio Promedio Ponderado, conforme lo establecido precedentemente), y la compensación prevista en el citado Programa de Estímulo.

En caso de que no se asignen la totalidad de los volúmenes ofertados en la Propuesta B, la Inyección Base, el Compromiso de Inyección y el Plan de Inversiones (Anexo B), se ajustarán proporcionalmente a los volúmenes asignados.

1.5. En caso de que un Productor o una Productora Firmante oferte de conformidad con el Punto 1.4. precedente, no dispondrá, hasta el 31 de diciembre de 2021, del derecho preferencial de exportación en condición firme previsto en el Punto 73.

Adicionalmente, el volumen ofertado en la Propuesta B tendrá el último lugar en el orden de asignación y de prioridad de nominación, hasta el 31 de diciembre de 2021.

1.6. En forma posterior a esta última fecha, se procederá a asignar a todos los Productores o todas las Productoras Firmantes un nuevo orden en función del Precio Ofertado por cada uno de ellos o cada una de ellas. Esta nueva asignación no alterará los volúmenes adjudicados a cada Productor o Productora Firmante en la Subasta.

1.7. El Productor o la Productora Firmante que haya adherido al referido Programa de Estímulo podrá solicitar, al momento de ingresar al presente Esquema, la reducción del nivel de Inyección Base comprometida bajo este Esquema por hasta un volumen equivalente al promedio diario simple de la reducción efectuada bajo el citado Programa de Estímulo. Esa solicitud estará sujeta a la evaluación y aprobación de la Autoridad de Aplicación, la cual tendrá en consideración que la reducción solicitada implique efectivamente un ahorro fiscal para el ESTADO NACIONAL.

2. Tratamiento de los Productores no beneficiarios o las Productoras no beneficiarias del Programa de Estímulo descrito en el Punto 1 precedente.

2.1. Teniendo en consideración el Compromiso de Entrega en el marco del presente Esquema, el Precio Ofertado será ajustado considerando el Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base requeridos para completar el Volumen Base Total, descontado a una tasa del DIEZ POR CIENTO (10 %). Este valor será ajustado en función del porcentaje de gas retenido determinado en los cuadros tarifarios del sistema de transporte que son publicados por el ENARGAS. A tal fin, será considerado

el punto de recepción que corresponda y el punto de despacho o entrega en el Gran Buenos Aires.

Asignación de volúmenes

3. En función del orden de precios que surja por la aplicación de los Puntos 1 y 2 anteriores, serán asignados los volúmenes por cuenca y será establecida la prioridad de nominación por parte de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y de CAMMESA en períodos con faltante de demanda en caso de ser necesario reducir volúmenes de inyección a niveles de TOP. Asimismo, del mismo modo se distribuirá el nivel de exportaciones firmes entre Productores o Productoras Firmantes.

4. Para los Puntos 1 y 2 precedentes, 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, ajustado en función del porcentaje de gas retenido que corresponda, podrá superar el Precio Máximo de 3,21 USD/MMBTu.

ANEXO B

Plan de Inversiones

Tipo	Unidad	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.
Perforación Workover Pulling	Cantidad de equipos				
Actividad	Cantidad de empleados o empleadas				

