

## ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 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 el 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 (70 MMm<sup>3</sup>/d en los 365 días del año por 4 años y un volumen adicional en cada Período Estacional de Invierno de esos 4 años) más cuatro bloques de volumen adicionales para el período invernal, sujetos a restricciones del sistema de transporte. Por el otro, el mercado compite 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 a la firma de contratos directos entre Productores y la demanda prioritaria, por un lado (con las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución) y la demanda de usinas térmicas (con CAMMESA).
- c) **Objetivos:** (i) viabilizar inmediatamente inversiones para aumentar la producción de gas natural en todas las cuencas del país, (ii) satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, (iii) proteger los derechos de los usuarios y consumidores actuales y futuros del servicio de gas natural, (iv) proteger la cadena de valor de toda la industria gasífera, (v) mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural, (vi) cuidar los ingresos de los usuarios finales por medio de la tarifa, principalmente de las franjas más vulnerables de la población, (vii) sustituir importaciones de GNL y combustibles líquidos, especialmente en invierno, (viii) disminuir el costo fiscal de los subsidios, (ix) coadyuvar con una balanza energética superavitaria, (x) generar certidumbre de largo plazo en el sector hidrocarbúfero y (xi) establecer un sistema transparente abierto y competitivo compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PEN.
- 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 4 años, a los efectos de viabilizar inversiones de manera sostenida. El plazo es ampliable por 4 años más 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 4 años, a los efectos de mantener y aumentar los volúmenes de producción existentes a dicho momento.

- f) **Compromiso:** los Productores 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 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 definirá, a partir del precio resultante en la subasta para el gas en el PIST, cuáles son los niveles de traslado (*pass through*) del costo a la demanda prioritaria vía contratos de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución. De esta manera, la Autoridad de Aplicación establece el contenido de la política pública de subsidios a 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:** **septiembre/octubre** 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 inyección en el Período Estacional de Invierno se debe abonar una penalidad.
- l) **Relación con planes de estímulo vigentes:** se promueve acoplar el presente Esquema con el Programa de estímulo dispuesto en las Resoluciones N° 46-E/2017, 419-E/2017, 447-E/2017 y 12-E/2018, 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 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 de ese Plan de estímulo. En este sentido, se han previsto una serie de opciones de ingreso a fin de igualar las

condiciones de partida de todos los Productores, 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 de 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) ídem con los medios de instalación como flotas de barcas, buques y helicópteros; (vii) desde el punto de vista geológico existe un alto riesgo para reservorios con espesores reducidos; (viii) la operación y 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 yacimientos.
  - 1.2. Proteger los derechos de los usuarios y consumidores actuales y futuros del servicio de gas natural.
  - 1.3. Proteger la cadena de valor de toda la industria gasífera nacional.
  - 1.4. Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.
  - 1.5. Sustituir importaciones de GNL y el consumo de combustibles líquidos.
  - 1.6. Disminuir el costo fiscal y coadyuvar con una balanza energética superavitaria.
  - 1.7. Generar certidumbre de largo plazo al sector hidrocarburífero.
  - 1.8. Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento generación.
  - 1.9. Establecer un sistema transparente abierto y competitivo compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.
  - 1.10. Continuar con el proceso de normalización del sector de gas natural.

2. Los Productores 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 consumidores 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 refleja los reales costos de producción y desarrollo, del valor que se traslada a los usuarios 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 éstos.
  - 6.1. **Autoridad de Aplicación:** es la SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN, organismo dependiente del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO 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, por un lado, y Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución 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 de entregar el volumen de gas natural contratado o pagar el valor de aquél.

- 6.9. **Demanda Prioritaria:** es la demanda de gas natural de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución destinada exclusivamente a aquellos grupos de consumidores que, acorde a la normativa vigente, a la fecha del presente Esquema deben ser abastecidos de gas natural por dichas prestatarias. Estos clientes son: (i) los usuarios Residenciales, (ii) los usuarios categorizados 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 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 en la Resolución de la Secretaría de Energía N° 2020 del 22 de Diciembre de 2005 como el Grupo III, de entre aquellos usuarios 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 del 13 de Febrero de 2004.
- 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 en base al consumo promedio de gas de los segmentos Demanda Prioritaria y Usinas del último trienio (2017-2019).
- 6.12. **Distribuidoras y Subdistribuidoras:** son las empresas prestatarias 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 gas en forma directa de los Productores.
- 6.13. **Esquema:** es el presente Esquema, denominado también “Esquema de Oferta y Demanda de Gas Natural 2020-2024” o “Esquema Gas 2024” o “EG2024”.
- 6.14. **Gas Combustible Retenido:** es la parte del gas que se inyecta en el sistema de gasoductos que se consume como combustible de los compresores que intervienen en el transporte del fluido desde los yacimientos.
- 6.15. **IEASA:** es la empresa estatal INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA.
- 6.16. **Inyección Base:** es la inyección promedio del trimestre mayo-junio-julio de 2020 de cada Productor Firmante, por cuenca, e incluye los consumos *off system*.
- 6.17. **MEG:** es el mercado electrónico de gas administrado por la empresa MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS SOCIEDAD ANÓNIMA (MEGSA).
- 6.18. **Oferta:** es la propuesta del Productor interesado de participar y que se detalla en los Puntos 7 y 8 del presente Esquema.
- 6.19. **Período Base:** es el período de cuarenta y ocho (48) meses desde el inicio del presente Esquema.
- 6.20. **Período Estacional de Invierno:** es el período comprendido entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre de cada año.
- 6.21. **Período Estacional de Verano:** es el período comprendido entre el 1° de octubre y el 30 de abril de cada año.

- 6.22. **PIST:** es el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural.
- 6.23. **Plan de Inversiones:** es el programa de inversión previsto en los Puntos 44 y 50.7, y que contiene, como mínimo, el detalle establecido en el ANEXO F.
- 6.24. **Precio Base:** es el precio de referencia para CAMMESA establecido para cada cuenca según Nota NO-2020-33627304-APN-SE#MDP y modificatorias.
- 6.25. **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 Subdistribución.
- 6.26. **Precio Máximo:** es el precio máximo admisible para la presentación de ofertas definido para cada cuenca de acuerdo con lo establecido en el ANEXO E.
- 6.27. **Precio de Mercado:** es el Precio Promedio Ponderado (PPP) de las ofertas adjudicadas.
- 6.28. **Precio Ofertado:** es el precio de cada una de las ofertas recibidas.
- 6.29. **Precio Período Estacional de Verano:** es el precio 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 por un factor de ajuste de 0,82.
- 6.30. **Precio Período Estacional de Invierno:** es el precio 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 por un factor de ajuste de 1,25.
- 6.31. **Precio Período Estacional de Invierno Adicional:** es el precio de aplicación para al Volumen del Período Estacional de Invierno Adicional. Dicho precio surge de multiplicar el Precio Ofertado por cada Productor para este Período Adicional por un factor de ajuste de 1,30.
- 6.32. **Productor Firmante:** es el Productor de Gas Natural que hubiese suscripto el presente Esquema.
- 6.33. **Productor Excluido:** es el Productor Firmante a quien se le ha dado de baja del presente Esquema por incumplimientos.
- 6.34. **Productor Firmante con Precio Base o Precio en Cuadros Tarifarios:** es el Productor Firmante que no tiene derecho a percibir el Precio Ofertado de conformidad con el Punto 50.7, o bien que decide continuar en el presente Esquema, pero bajo los parámetros previstos en el Punto 91.3.
- 6.35. **Productor de Gas Natural:** es la empresa productora de gas natural titular de una concesión de explotación otorgada por el ESTADO NACIONAL o por los Estados de las respectivas Provincias, en uso de sus respectivas facultades legales, o de contratos en virtud de los cuales realizan actividades de explotación de hidrocarburos.
- 6.36. **Secretaría de Energía:** es la SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN, organismo dependiente del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO de la REPÚBLICA ARGENTINA.

- 6.37. **Subasta:** es el proceso competitivo mediante el cual la Autoridad de Aplicación lleva adelante la competencia entre los Oferentes para definir las posiciones relativas a precios y volúmenes.
- 6.38. **Subsecretaría de Energía Eléctrica:** es la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA NACIÓN, dependiente de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.
- 6.39. **SECRETARÍA DE ENERGÍA:** es la SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN, dependiente de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.
- 6.40. **Take Or Pay (TOP):** es el compromiso del comprador de tomar el volumen de gas natural contratado o pagar el valor de aquél.
- 6.41. **Vigencia:** es el plazo comprendido entre el día posterior al de suscripción del presente Esquema, según corresponda; y el 31 de agosto de 2024, o, en el caso de los proyectos *Off Shore*, el 31 de agosto de 2028, ambos inclusive.
- 6.42. **Volumen base total:** es el bloque de setenta (70) MMm<sup>3</sup>/d 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:
- 6.42.1. Cuenca Austral (Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut): 20 MMm<sup>3</sup>/d.
- 6.42.2. Cuenca Neuquina: 47,2 MMm<sup>3</sup>/d.
- 6.42.3. Cuenca Noroeste: 2,8 MMm<sup>3</sup>/d.
- 6.43. **Volúmenes contractualizados:** son las cantidades establecidas de conformidad con el ANEXO B destinadas a abastecer los diferentes segmentos de demanda.
- 6.44. **Volúmenes comprometidos de las Resoluciones N° 46-E/2017, 419-E/2017, 447-E/2017 y 12-E/2018, 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-E/2017, 419-E/2017, 447-E/2017 y 12-E/2018, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA; y por sobre los cuales se renuncia a todos los derechos y beneficios que emanan de dicho Programa, de acuerdo por el Punto 41.
- 6.45. **Volumen del Período Estacional de Invierno Adicional:** serán volúmenes adicionales de tantos (XX) MMm<sup>3</sup>/d en el Período Estacional de Invierno de cada uno de los cuatro (4) años. Solo se adjudicarán volúmenes al Productor Firmante al que se le hayan asignado volúmenes en el Período Base. El volumen a adjudicar por cuenca será el siguiente:
- 6.45.1. Cuenca Austral (Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut): XX MMm<sup>3</sup>/d.
- 6.45.2. Cuenca Neuquina: XX MMm<sup>3</sup>/d.
- 6.45.3. Cuenca Noroeste: XX MMm<sup>3</sup>/d.

#### IV. Adhesión al Esquema

7. Cada Productor interesado en adherir al presente Esquema deberá presentar su Oferta en sobre cerrado (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;
  - 7.3. la curva de producción comprometida por cada una de las cuencas en las que adhiera; y
  - 7.4. en caso de corresponder por las Resoluciones N° 46-E/2017, 419-E/2017, 447-E/2017 y 12-E/2018, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA:
    - 7.4.1. la renuncia referida en el Punto 38,
    - 7.4.2. el volumen comprendido de dicha Resolución, y
    - 7.4.3. la renuncia referida en el Punto 41.
8. Asimismo, cada Productor interesado podrá presentar, en su Oferta, una propuesta complementaria (Sobre N° 2). En ésta se contemplará una curva de producción que requiera mayores tiempos de desarrollo, a los fines de cumplir con lo indicado en el punto 26 del presente Esquema. En este supuesto, el Productor 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 de gas natural durante el Período Estacional de Invierno 2021, adicional al que programe para importar la compañía IEASA. El Productor 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 E, y estos volúmenes serán complementarios a los que sean adjudicados como consecuencia de las ofertas recibidas en el Sobre N° 1.
9. Cada Distribuidora y/o Subdistribuidora interesada en participar del presente Esquema deberá manifestar formalmente su aceptación expresa a las condiciones aquí establecidas.

## V. Criterios generales

10. **Asignación de volúmenes por cuenca:** se realiza una asignación a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución de conformidad con el ANEXO E, y responde al ordenamiento de los Productores 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.
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.



12. **Cálculo de la participación comprometida:** cada Productor Firmante es responsable por los Volúmenes Comprometidos, conforme surjan del mecanismo de asignación, según se detalla en el ANEXO B del presente. La responsabilidad de cada Productor Firmante por el compromiso asumido en el presente Esquema es simplemente mancomunada, limitándose cada Productor Firmante a suministrar los Volúmenes del Esquema comprometidos por él mismo por cuenca.
13. **Compromiso de entrega:** se asume por cuenca y por mes, para el abastecimiento de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución y de CAMMESA, incluyendo consumos fuera del sistema, y por parte de cada uno de los productores que adhieran, conforme el ANEXO B.
14. **Compromiso de inyección:** se realiza por el plazo de vigencia del presente Esquema, de conformidad con la curva expuesta en el ANEXO A, 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 Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución.  
  
Los Productores Firmantes podrán ajustar proporcionalmente su curva de producción presentada en caso de que no les sea adjudicada la totalidad del volumen ofertado. Dicha curva de producción ajustada no podrá ser inferior a su Inyección Base.
15. **Incumplimiento:** en caso de no cumplir con las obligaciones asumidas en el presente Esquema, el Productor Firmante será pasible de las penalidades establecidas en el Punto 45 y siguientes, las que incluyen el cese de su participación en el presente Esquema.
16. **Inicio del Esquema:** es el 1° **septiembre/octubre** de 2020.
17. **Plazo adicional para Off Shore:** los proyectos costa afuera (*off shore*) tendrán un plazo adicional de cuatro (4) años, 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 a efectos de reducir el costo del gas a pagar por el usuario 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, mediante un proceso que incluya instancias de efectiva participación ciudadana, el monto que podrá ser igual o inferior al Precio de Mercado que surja de los precios ofertados. El diferencial entre el precio determinado por la

Autoridad de Aplicación y el Precio Ofertado estará a cargo del ESTADO NACIONAL.

21. **Precio ofertado:** el precio a reconocer al Productor Firmante que cumpla debidamente con su compromiso de entrega del volumen propuesto y asignado, de acuerdo con la metodología detallada en el ANEXO E.
22. **Prioridad de nominación:** las propuestas de menor precio de cada cuenca tendrán prioridad de nominación en caso de que las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución 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 Firmante que haya ofertado el mayor precio y así sucesivamente; todo ello, de acuerdo con la metodología detallada en el ANEXO E.
23. **Revisión de volúmenes:** la Autoridad de Aplicación podrá efectuar reasignaciones con periodicidad semestral en función de variaciones en la demanda de las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución y/o de CAMMESA, o ante cambios en la participación de los Productores Firmantes.

La reasignación del volumen correspondiente a las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución tendrá en consideración el gas combustible retenido y devuelto a la prestataria del servicio de distribución por las Licenciatarías 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 Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución:** no incluye el consumo del segmento Gas Natural Comprimido (GNC).

## VI. Detalles de implementación

### Productores

25. Cada Productor Firmante se compromete a inyectar, por el plazo de vigencia del presente Esquema, la curva expuesta en el ANEXO A, la cual incluirá una discriminación por cuenca. No podrá realizarse ninguna compensación entre cuencas. El Productor Firmante podrá adherir en una cuenca sin tener la obligación de adherir en las restantes cuencas.
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 acreditadas.
28. Cada Productor Firmante se compromete a entregar, por cuenca y por el plazo de vigencia del presente Esquema, los volúmenes contemplados en el ANEXO B, para

- el abastecimiento de la demanda de las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución y CAMMESA.
29. Los volúmenes comprometidos por cada Productor Firmante para el abastecimiento de las demandas comprendidas en el presente Esquema no podrán ser superiores al setenta (70%) por ciento del promedio de la producción comprometida, una vez descontados los consumos propios, para el promedio del trimestre mayo-junio julio de 2021.
  30. El volumen base a acordar para el abastecimiento de la demanda de las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución y CAMMESA, más las exportaciones a autorizar, será de setenta (70) MMm<sup>3</sup>/d constantes a lo largo de la vigencia del Esquema. Complementariamente, se consideran volúmenes adicionales de XXX (XX MMm<sup>3</sup>/d) en el Período Estacional de Invierno de cada uno de los cuatro años del Esquema. En la asignación de volúmenes a cada Productor 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 Firmante para su correspondiente entrega a las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución y a CAMMESA, distribuyendo proporcionalmente los volúmenes ofertados a distintos precios. La asignación de los volúmenes totales entre las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución y CAMMESA se hará proporcionalmente de acuerdo a las entregas promedio del último trienio (2017-2019). En el caso de Productores 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 Firmante deberá cumplir con sus compromisos de entrega (ANEXO B) por cuenca y con sus compromisos de inyección (ANEXO A).
  33. El ESTADO NACIONAL abonará a cada Productor Firmante el diferencial entre el precio facturado a las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución 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 en el ANEXO A por cada Productor 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 Firmante cuyo Precio Ofertado sea menor, de acuerdo con la metodología detallada en el ANEXO E, tendrá prioridad de nominación por parte de

las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución y por CMMESA en períodos con faltante de demanda en los cuales sea necesario reducir volúmenes de inyección a niveles de TOP.

38. El Productor Firmante que tenga comprometido volúmenes en el marco del Programa de las Resoluciones N° 46-E/2017, 419-E/2017, 447-E/2017 y 12-E/2018, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA no podrá percibir, para tales volúmenes, el Precio Ofertado en el marco del presente Esquema. A efectos de acceder al Precio Ofertado, el Productor Firmante deberá previamente renunciar a los beneficios previstos en las citadas Resoluciones.
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 tendrá en consideración, hasta el 31 de diciembre de 2021, los precios mínimos establecidos en la citada Resolución, descontado a una tasa del diez (10%) por ciento, de conformidad con la metodología establecida en el ANEXO E.
40. El ESTADO NACIONAL se compromete a crear un fondo 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.
41. A los fines de acceder al presente Esquema, el Productor Firmante deberá presentar en el Sobre N° 1, firmada también por sus accionistas, la renuncia establecida en el ANEXO G.
42. La participación del Productor Firmante estará sujeta a las condiciones establecidas en el Punto 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 Firmante, otorgar permisos en condición firme con destino de exportación para el Productor 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 Firmante deberá presentar en el Sobre N° 1 un Plan de Inversiones conforme lo establecido en el ANEXO F 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, su falta de volumen respecto a su Producción Base; para ello, podrá optar por alguna de las siguientes alternativas:
  - 45.1. con compensaciones entre cuencas con producción propia, siempre que el Productor Firmante disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos en el ANEXO A 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 Firmante, siempre que este último disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos en el ANEXO A, 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 1,25.
46. En caso de elegir la opción 45.3, el Productor 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, los Volúmenes contractualizados por cada Productor Firmante en el presente Esquema deberán ascender al setenta (70%) por ciento de la producción que dicho Productor Firmante tenga a partir de septiembre 2024.

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

49. 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 baja del presente Esquema. En dicho caso, el Productor Firmante deberá reintegrar los montos percibidos, entendiéndose por tales montos el diferencial entre el Precio Ofertado y: (i) el precio a reconocer por las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución 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 (10%) por ciento.

### **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 Subdistribución y/o con CAMMESA, el Productor 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 del ANEXO A tendrá el siguiente tratamiento:
    - 50.2.1. Si la inyección promedio trimestral móvil del Productor Firmante para una determinada cuenca es mayor al noventa y cinco (95%) por ciento 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 tres (3) meses consecutivos. En este último caso, en adelante se ajustará proporcionalmente el diferencial entre el Precio Ofertado y: (i) el precio a reconocer por las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución según los cuadros tarifarios vigentes, o (ii) el Precio de Referencia a reconocer por CAMMESA, de acuerdo con el nivel de incumplimiento y mientras éste se verifique.

50.2.2. Si la inyección promedio trimestral móvil del Productor Firmante para una determinada cuenca es superior al ochenta y cinco (85%) por ciento y menor o igual al noventa y cinco (95%) por ciento de su producción comprometida, el diferencial entre el precio ofertado y: (i) el precio a reconocer por las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución según los cuadros tarifarios vigentes, o (ii) el Precio de Referencia a reconocer por CAMMESA se ajustará porcentualmente, de acuerdo con el nivel de incumplimiento y mientras éste se verifique.

50.2.3. Si la inyección promedio trimestral móvil del Productor Firmante para una determinada cuenca es inferior o igual al ochenta y cinco (85%) por ciento de su producción comprometida, aquél no tendrá derecho a la percepción del diferencial entre el precio ofertado y: (i) el precio a reconocer por las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución según los cuadros tarifarios vigentes, o (ii) el Precio de Referencia a reconocer por CAMMESA por el volumen entregado en el mes en cuestión y mientras se verifique el incumplimiento.

50.3. Independientemente de la penalidad por el incumplimiento del compromiso de inyección del ANEXO A prevista en el Punto 50.1, si la inyección durante los meses de junio y/o julio y/o agosto de cada año es inferior a la comprometida, el Productor Firmante deberá compensar su falta de volumen de la siguiente manera:

50.3.1.1. con compensaciones entre cuencas con producción propia, siempre que el Productor Firmante disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos en el ANEXO A 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 Firmante, siempre que este último disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos en el ANEXO A, 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 1,25.

50.4. Si la inyección promedio trimestral móvil del Productor 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 descriptos en el Punto anterior, implicará la baja automática del Productor Firmante del presente Esquema:

50.4.1. el noventa y cinco (95%) entre mayo de 2021 y mayo de 2022 inclusive;

50.4.2. el noventa y ocho (98%) entre mayo de 2022 y mayo de 2023 inclusive;

50.4.3. el cien (100%) desde mayo de 2023 en adelante.

50.5. En caso de verificarse la condición del Punto 50.4, el Productor Firmante 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 Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución según los cuadros tarifarios vigentes, o (ii) el Precio de Referencia a reconocer por CAMESA. 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 (10%) por ciento. Dichos montos serán devueltos en el porcentaje que corresponda a CAMESA y/o de manera directa al ESTADO NACIONAL en función del costo que este último haya afrontado para la compensación a los Productores Firmantes.

50.6. A tal efecto, la Autoridad de Aplicación evaluará, antes del 31 de diciembre de cada año, la pertinencia de solicitar un seguro de caución al Productor Firmante. 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 Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución según los cuadros tarifarios vigentes, o (ii) el precio de referencia a reconocer por CAMESA hasta tanto aquella no sea debidamente entregada. Una vez subsanado el incumplimiento, el Productor 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. El Productor Firmante tendrá la opción, al momento de presentar su Oferta, de incluir en el Sobre N° 1 el Plan de Inversiones a desarrollar para alcanzar sus volúmenes de inyección comprometidos en el ANEXO A. Dicho plan formará parte integrante de su Oferta y, como tal, constituirá una obligación adicional de parte de aquél. A tal efecto, el Productor 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.

En este caso, si se registraran incumplimientos en los Volúmenes de inyección comprometidos en el ANEXO A por seis (6) meses consecutivos, el Productor Firmante no será pasible de las penalidades previstas en los Puntos 50.4 y 50.5, en tanto y en cuanto haya dado cumplimiento al Plan de Inversiones acumulado a ese momento.

En adelante, el Productor 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 que el Productor Firmante vuelva a dar efectivo cumplimiento a los Volúmenes de inyección comprometidos en el ANEXO A.

**Demanda prioritaria**

51. La SECRETARÍA DE ENERGÍAENERGÍA determinará, mediante un proceso que incluya instancias de efectiva participación ciudadana –y teniendo en consideración la política de subsidios adoptada por el ESTADO NACIONAL–, el precio por el cual las prestatarias del servicio de gas natural podrán solicitar que se efectúe el ajuste tarifario por variación en el precio del gas natural comprado. Dicho precio podrá ser igual o inferior al Precio de Mercado. El diferencial entre el precio determinado por la Autoridad de Aplicación y el Precio Ofertado estará a cargo del ESTADO NACIONAL.
52. Se definen volúmenes por cuenca, con desagregación mensual, para cada una de las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución, en proporción a su demanda y en función de su capacidad de transporte contratada (ANEXO C), 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 Firmante.
53. Se asignan los volúmenes definidos para cada Distribuidora y/o Subdistribuidora en forma proporcional a cada uno de los Productores Firmantes de las cuencas respectivas.
54. Los volúmenes comprometidos en el presente Esquema serán formalizados a través de Contratos entre cada Productor Firmante y cada Distribuidora y/o Subdistribuidora, con cláusulas de TOP del setenta y cinco (75%) por ciento mensual y DOP del cien (100%) por ciento 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 de vigencia del Contrato. Será computado como gas de recuperación de las 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 aquéllos correspondientes al gas combustible retenido y devuelto, 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 Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución a los efectos de garantizar el abastecimiento de la demanda, será responsabilidad de éstas, conforme sus respectivas licencias, adquirir volúmenes adicionales a los efectos de abastecer dicha demanda.



57. En cuanto al subsidio a la región patagónica, los Productores Firmantes que por el presente Esquema tengan asignada demanda con dicho subsidio, deberán celebrar contratos con IEASA por los respectivos volúmenes.
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 éstos no puedan ser sustituidos por volúmenes de otra cuenca.
59. En los Contratos emanados del presente Esquema no se incluirá consumo del segmento Gas Natural Comprimido (GNC).
60. Las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución deberán poner a disposición de CAMMESA la capacidad de transporte que no sea utilizada para el abastecimiento de su Demanda Prioritaria (*recall*).
61. En ningún caso las devoluciones de gas retenido realizadas por las transportistas a los cargadores podrán tener un destino distinto a la demanda en el marco del presente Esquema.
62. Las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución deberán nominar en primera instancia el cien (100%) por ciento 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 Subdistribución 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 E. El mencionado criterio deberá respetar el orden general de asignación de Productores Firmantes que incluye a todas las cuencas.
63. El resto de la demanda de Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución podrá ser abastecida con los volúmenes que disponga IEASA y con volúmenes adicionales disponibles en el mercado.
64. Las Licenciatarías de Distribución y/o Subdistribución 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 Subdistribución que no se utilice para el abastecimiento de su Demanda Prioritaria. 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 Subdistribución. 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 Firmante.
66. Se asignan los volúmenes definidos proporcionalmente a cada uno de los Productores Firmantes de las cuencas respectivas en función de los precios ofertados, de acuerdo

con la metodología detallada en el ANEXO E. Los volúmenes establecidos en el presente Esquema serán formalizados a través de Contratos entre cada Productor Firmante y CAMMESA, con cláusulas de TOP del setenta y cinco (75%) por ciento mensual y DOP del cien (100%) por ciento 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 aquélla no haya podido tomar esas cantidades. Dicho recupero solo podrá realizarse dentro del período de vigencia del 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 Firmante.
69. En caso de que algún Productor 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 la República 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 Firmante que se le haya asignado, y así sucesivamente de acuerdo con el orden definido en el ANEXO E. El mencionado criterio deberá respetar el orden general de asignación de Productores Firmantes, lo que incluye todas las cuencas.

### **Exportaciones en condición firme**

73. En caso de cubrirse el Volumen Base Total, los Productores Firmantes dispondrán con un derecho preferencial de exportación en condición firme conforme a la siguiente distribución:

- 73.1. Cuenca Neuquina: siete (7) MMm<sup>3</sup>/d, de los cuales:

- 73.1.1. los primeros cuatro (4) MMm<sup>3</sup>/d serán asignados a los bloques adjudicados de acuerdo a la prioridad de despacho que le corresponde a los Productores Firmantes de Cuenca Neuquina según ANEXO B; y
- 73.1.2. los tres (3) MMm<sup>3</sup>/d remanentes y/o el volumen que no se hubiese asignado en el Punto anterior se sumarán y serán asignados por fuera del mecanismo de dicho anexo.
- 73.2. Cuenca Austral: cuatro (4) MMm<sup>3</sup>/d, de los cuales:
  - 73.2.1. los dos (2) MMm<sup>3</sup>/d primeros serán asignados a los primeros bloques adjudicados de Productores Firmantes de Cuenca Austral según ANEXO B;
  - 73.2.2. los dos (2) MMm<sup>3</sup>/d siguientes por fuera del mecanismo de dicho anexo.
- 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 el Punto 73.1 y 73.2, si un Productor 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 Firmantes de conformidad con el orden dispuesto en el ANEXO B.
- 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 detráido de los Contratos vigentes con CAMMESA durante el Período Estacional de Verano.
- 78. En el ANEXO D se detallan los volúmenes asignados por Productor Firmante y por cuenca, los cuales podrán ser modificados por la Autoridad de Aplicación en caso de detectarse incumplimientos.

## **VII. Cálculo de las inyecciones**

- 79. Cada Productor Firmante del presente Esquema presentará mensualmente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dentro de los treinta (30) días del último día hábil del mes siguiente al del período de inyección, las siguientes Declaraciones Juradas:
  - 79.1. de su inyección total conforme su Compromiso de Inyección previsto en el ANEXO A; y
  - 79.2. de sus ventas bajo el Compromiso de Entrega previsto en el ANEXO B a cada segmento de la demanda.
- 80. La SECRETARÍA DE ENERGÍA controlará la información relativa a los volúmenes inyectados y declarados por cada Empresa Firmante respecto a los compromisos detallados en el punto anterior.

81. En relación con los puntos previos al PIST, la SECRETARÍA DE ENERGÍA tomará la intervención de su competencia conforme Resolución N° 318/2010 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.
82. Respecto a los volúmenes correspondientes a los PIST (TGN – TGS – gasoductos operados por alguna Licenciataria del Servicio de Distribución regulada por ENARGAS), la SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá dar intervención al ENARGAS a fin de que, en un plazo máximo de diez (10) días hábiles, verifique: (i) los volúmenes de inyección, (ii) las entregas a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución, y (iii) las entregas a CAMMESA.
83. En función de lo resultante de los Puntos 79 a 82, la SECRETARÍA DE ENERGÍA emitirá, en un plazo máximo de diez (10) días hábiles, un informe de validación de los volúmenes efectivamente inyectados y de las entregas efectivamente realizadas a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución y a CAMMESA.
84. Con dicho informe, la SECRETARÍA DE ENERGÍA determinará –en caso de corresponder– las causas de los eventuales incumplimientos de cada Productor Firmante e informará mensualmente a CAMMESA y al ENARGAS el estado de cumplimiento de cada Productor Firmante del presente Esquema.
85. La SECRETARÍA DE ENERGÍA elaborará, en un plazo máximo de diez (10) días hábiles, un informe de compensación para cada Productor Firmante. Asimismo, dentro de los siguientes diez (10) días hábiles procederá a emitir la correspondiente orden de pago.
86. En el caso de la demanda de Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución, el diferencial entre el precio determinado por la Autoridad de Aplicación y el Precio Ofertado será abonado de la siguiente manera: (i) en un ochenta y ocho (88%) por ciento a los Productores Firmantes; y (ii) en un doce (12%) por ciento 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 (12%) por ciento, los Productores Firmantes y las Provincias y/o el ESTADO NACIONAL acordarán, en caso de corresponder, el pago diferencial por dicha producción.

### **VIII. Misceláneas**

87. La SECRETARÍA DE ENERGÍA reconoce expresamente que la suscripción y posterior cumplimiento por parte de los Productores Firmantes del presente Esquema contribuye positivamente al beneficio del interés económico general.
88. Los precios del gas natural que resultaren de las ventas realizadas por los Productores Firmantes como consecuencia del presente Esquema serán los utilizados a los efectos de calcular y liquidar las regalías previstas en el artículo 62 de la Ley N° 17.319 y/o cualquier otro gravamen impositivo y/o aduanero aplicable, correspondientes a los volúmenes de gas natural vendidos por los Productores Firmantes bajo el presente Esquema.
89. A fin de evitar toda conducta que implique la cooperación o revelación de las posturas o estrategias de participación de los Productores Firmantes que pueda vulnerar los

objetivos de competencia y transparencia del presente Esquema para determinar el Precio de Mercado, los Productores 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 participante ha incurrido en este tipo de prácticas.

90. En el caso de que durante la vigencia del presente Esquema un Productor Firmante transfiriese por cualquier título o modalidad la titularidad de todo o parte de sus derechos de explotación respecto de una determinada área, la participación de ese Productor Firmante en los volúmenes del Esquema se reducirá proporcionalmente en el porcentaje que la producción de gas natural proveniente de dicha área represente en la producción total de gas natural de ese Productor Firmante, conforme se detalle en el ANEXO A de este Esquema. El Productor Firmante que transfiera sus derechos deberá comprometerse a que el nuevo titular asumirá automáticamente el compromiso de suministrar el volumen de gas natural equivalente al Porcentaje de Participación Transferido conforme el ANEXO A.
91. Con el objetivo de agregar valor a la cadena de abastecimiento a través de la transferencia de tecnología y conocimiento por parte de las Productoras Firmantes, así como de promover una mayor participación de los proveedores locales en base a una mejora de la productividad, competitividad, eficiencia y calidad de la industria local, la SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá solicitar la presentación de: (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 nacionales de bienes y servicios, (iii) un mecanismo de contratación transparente y abierto a los 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.
92. Para el caso de que el ESTADO NACIONAL incumpliera sus obligaciones de pago por el plazo de seis (6) meses consecutivos, el Productor Firmante podrá optar por alguna de las siguientes alternativas:
  - 92.1. Continuar bajo las condiciones recíprocas del presente Esquema,
  - 92.2. Darse de baja del presente Esquema, cuyos efectos serán la rescisión sin culpa de los Contratos que hubiere firmado y la liberación de las cauciones respectivas,
  - 92.3. Continuar en el presente Esquema, pero sin la obligación de cumplir con los Volúmenes de Inyección establecidos en el ANEXO A; en cuyo caso, el Productor Firmante tendrá derecho a percibir por los Volúmenes Contractualizados el Precio Base y/o el Precio en Cuadros Tarifarios en cuestión.

## **IX. Anexos.**

93. Los ANEXOS A, B, C, D, E, F y G forman parte integrante del presente Esquema.

## **ANEXO A – Compromiso de Inyección Total**

...

## **ANEXO B – Compromiso de Entrega**

...

## **ANEXO C – Capacidad de Transporte**

...

## **ANEXO D – Exportaciones**

...

## **ANEXO E – Metodología**

- 1. Tratamiento de los Productores beneficiarios 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 N° 46-E/2017, 419-E/2017, 447-E/2017 y 12-E/2018, todas del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.**
  - 1.1. Cada Productor Firmante que no haya renunciado a los beneficios del referido Programa, conforme el Punto 48, 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 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 (10%) por ciento. 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 preexistentes y en función de la evaluación a realizar, cada Productor Firmante podrá optar por no competir en el presente Esquema hasta la finalización del citado Programa, esto es, hasta el 31 de diciembre de 2021. En dicho caso, ese Productor Firmante podrá realizar

su Oferta de acuerdo con la metodología detallada en el Punto 2 del presente ANEXO E, pero solamente le serán asignados volúmenes en caso de que existan cantidades remanentes a las definidas para la cuenca en cuestión; y ello, luego de haber sido asignadas todas las Ofertas correspondientes al Sobre N° 1.

- 1.5. En caso de que un Productor Firmante oferte de conformidad con el Punto 1.4 precedente, éste tendrá el último lugar en el orden de asignación dispuesto en el ANEXO B hasta el 31 de diciembre de 2021.
  - 1.6. En forma posterior a esta última fecha, se procederá a asignar a todos los Productores Firmantes un nuevo orden en función del Precio Ofertado por cada uno de ellos.
  - 1.7. El Productor Firmante que haya adherido al referido Programa podrá solicitar, al momento de ingresar al presente Esquema, la reducción del nivel de producción base comprometida bajo este Esquema por hasta un volumen equivalente al promedio diario simple de la reducción efectuada bajo el citado Programa. 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 del Programa 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, descontado a una tasa del diez (10%) por ciento. 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 Subdistribución 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 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 3,40 USD/MMBTu.

**ANEXO F – Plan de Inversiones**

Tipo	Unidad	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.
Perforación <i>Workover</i> <i>Pulling</i>	Cantidad de equipos				
Actividad	Cantidad de empleados				

**ANEXO G – Renuncia**

...