

PODER EJECUTIVO NACIONAL

República Argentina

DNU 277/2022 · 2022

DNU 277/2022

Boletín Oficial, 28 de mayo de 2022 · 34 artículos

Texto original, como se publicó

ÍNDICE

DNU 277/2022

TÍTULO I **Régimen de acceso a divisas para la producción incremental de pe...** 7

Capítulo 1 - - - Creación, alcance, requisitos de inclusión y definiciones 8

Capítulo 2 - - - Incentivos 9

TÍTULO II **Régimen de acceso a divisas para la producción incremental de g...** 12

Capítulo 1 - - - Creación, requisitos de inclusión, definiciones y alcance 13

Capítulo 2 - - - Incentivos 14

TÍTULO III **Régimen de promoción del empleo, del trabajo y del desarrollo d...** 16

Capítulo 1 - - - Alcance 17

Capítulo 2 - - - Requisitos 17

Capítulo 3 - - - Esquema de requisitos de integración regional y nacional 17

Capítulo 4 - - Esquema de Aplicación de preferencias 18

Capítulo 5 - - Comisión de evaluación 19

TÍTULO IV **Disposiciones complementarias** 21

Capítulo 1 - - - Autoridad de Aplicación 22

Capítulo 2 - - - Estabilidad de la contractualización de la Demanda de Gas Natural 22

Capítulo 3 - - - Relación con normativa cambiaria complementaria 22

Capítulo 4 - - - Incumplimientos y limitaciones 23

Capítulo 5 - - - Disposiciones finales 24

HIDROCARBUROS

Decreto 277/2022

DECNU-2022-277-APN-PTE - Disposiciones.

Ciudad de Buenos Aires, 27/05/2022

VISTO el Expediente N° EX-2022-52057149-APN-SE#MEC, las Leyes Nros. 17.319, 24.076, 26.122 y 26.741 y los Decretos Nros. 892 del 13 de noviembre de 2020 y 76 del 11 de febrero de 2022 y sus respectivas normas modificatorias y complementarias, y

CONSIDERANDO:

Que por los artículos 2° y 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 el desarrollo del sector hidrocarburífero argentino resulta de crucial importancia para el desarrollo macroeconómico del país, estableciendo las bases de un crecimiento sostenible e inclusivo, de carácter federal, que garantice una expansión secular del empleo, la producción y las exportaciones.

Que resulta de interés general asegurar el abastecimiento del mercado interno de gas natural y de petróleo crudo, de acuerdo con lo establecido en las Leyes Nros. 17.319 y 24.076.

Que la REPÚBLICA ARGENTINA presenta un déficit persistente en la balanza comercial energética, donde las importaciones de gas y de gasoil explican mayormente la canasta importadora de nuestro sector energético, por lo que es necesario ocuparse activamente de esta problemática en nuestra matriz energética.

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 de los recursos y la sustentabilidad de su explotación, para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Que en el actual contexto económico global, la necesidad de desarrollar activa y aceleradamente las capacidades productivas del sector hidrocarburífero se vuelve aún más relevante, a los efectos de minimizar el impacto del contexto internacional sobre los precios de los hidrocarburos y, con ello, sobre la balanza comercial y las finanzas públicas de la REPÚBLICA ARGENTINA.

Que, en consecuencia, deviene fundamental la creación de diversos instrumentos que posibiliten enfrentar la crisis energética global, explotando las oportunidades de desarrollo que se derivan de contar con la segunda mayor reserva de shale-gas y la cuarta de shale-oil del mundo.

Que mediante el Decreto N° 892/20 se aprobó el "PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024", por el cual se revirtió el declino preexistente en la producción de gas natural.

Que, sin embargo, el abastecimiento de gas natural con recursos provenientes de yacimientos nacionales requiere un incremento en la capacidad de transporte del sistema de gasoductos troncales.

Que para hacer frente a estas restricciones de infraestructura y posibilitar el aumento de la producción, mediante el Decreto N° 76/22 el Estado Nacional se encargó de liderar la puesta en marcha de la obra de infraestructura más relevante en transporte de las últimas décadas, con la concesión del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner.

Que a partir de la puesta en marcha de la construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner es necesario generar mecanismos que abastezcan al sector de las divisas necesarias para que desarrollen las inversiones en el segmento de exploración y de explotación, de manera de incrementar la producción y resolver así la necesidad de autoabastecimiento local con la mayor celeridad posible.

Que en el marco de la incertidumbre en precios y en condiciones de abastecimiento energéticos, generada por la crisis energética global, y en virtud del plazo de tiempo requerido para la puesta en marcha de proyectos de inversión productivos en el sector, resulta necesario el dictado de nueva normativa que se ocupe de las restricciones que operan sobre el mismo.

Que el desarrollo del sector hidrocarburífero en todas las cuencas productivas del país y la cadena de valor involucrada deben desarrollarse bajo las premisas de garantías en la explotación y la utilización racional de los recursos, para lograr tanto el autoabastecimiento

del mercado interno como la progresiva sustitución de importaciones de gas natural y combustibles, conjugándolo con la generación de saldos exportables.

Que ante el incremento de la producción no convencional y el declino de los yacimientos de tipo convencional, la densidad del tipo de crudo local que recibe el parque refinador se encuentra en descenso, lo que disminuye la productividad del crudo para la elaboración de combustibles estratégicos que abastezcan el consumo de transporte pesado, de uso industrial y agrícola.

Que resulta de vital importancia considerar que la producción de crudo de mediana y alta densidad requiere importantes inversiones en pozos convencionales, vinculadas a procesos de recuperación secundaria y terciaria en estos yacimientos.

Que se requiere de un marco normativo apropiado para que las productoras de hidrocarburos cuenten con las reglas de acceso a divisas necesarias para impulsar la inversión del sector.

Que el esquema normativo vigente puede ampliarse, a los efectos de tomar en cuenta las especificidades en materia de divisas del sector hidrocarburífero, y potenciar así el desarrollo de nuevos yacimientos que permitan obtener producción incremental.

Que la producción incremental y el acceso a divisas habilitará el impulso del sector, para posibilitar luego la industrialización del gas natural, del petróleo crudo y de sus derivados, promoviendo e incrementando el valor agregado regional y nacional en la cadena de valor de la actividad hidrocarburífera.

Que el presente decreto y los regímenes que establece serán complementarios a los objetivos establecidos en el artículo 3° de la Ley N° 26.741.

Que, asimismo, en el marco de lo expresado, el PODER EJECUTIVO NACIONAL remitió al HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN la NO-2021-87104193-APN-SSAP#JGM del 15 de septiembre de 2021, a la que se adjuntó el Mensaje N° 90/21 y el proyecto de ley que instituye el régimen de promoción de inversiones hidrocarburíferas, y establece un conjunto de modificaciones normativas claves para la matriz energética argentina.

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 la aprobación de los decretos deberá ser expreso

conforme lo establecido en el artículo 82 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Que ha tomado intervención el servicio jurídico competente.

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:



TÍTULO I

RÉGIMEN DE ACCESO A DIVISAS PARA LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE PETRÓLEO (RADPIP)

Artículos 1º a 9º

CAPÍTULO I

- - Creación, alcance, requisitos de inclusión y definiciones

ARTÍCULO 1°. Créase el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP), del que podrán ser beneficiarios los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda, los cuales podrán presentarse o asociarse con terceros que se encuentren debidamente registrados y que cumplan con los requisitos establecidos en este decreto y con las normas complementarias que determine la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 2°. A los efectos de obtener y mantener los distintos derechos del RADPIP, los sujetos beneficiarios deberán: (i) adherir al presente régimen, en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación; (ii) obtener producción incremental de petróleo crudo en los términos definidos en el presente Título; (iii) cumplir con el régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera establecido en el Título III del presente decreto y su respectiva reglamentación y (iv) cumplir, para los beneficiarios que corresponda, con todas las obligaciones previstas en el Decreto N° 892/20 y sus normas complementarias y reglamentarias.

ARTÍCULO 3°. Se define como Línea Base a la producción total de petróleo crudo acumulada en el año 2021, que incluya todas las áreas concesionadas por el beneficiario del cual se trate, establecida a partir de los datos oficiales de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA al momento de la publicación del presente decreto en el BOLETÍN OFICIAL, en los términos que defina la reglamentación de este decreto.

En caso de cesión total o parcial sobre los derechos de explotación del cesionario del cual se trate, la Línea Base del sujeto cesionario será incrementada en un volumen equivalente al de la producción correspondiente a la Línea Base del área cedida, en la proporción de los derechos transferidos, en los términos que defina la reglamentación. En igual sentido, la Línea Base del beneficiario cedente será disminuida en un volumen equivalente al correspondiente a la Línea Base del área transferida, en la proporción de los derechos transferidos, en los términos que defina la reglamentación. Esto último, que se aplica sobre la Línea Base del cedente, será operativo a los DOCE (12) meses de haberse efectivizado la cesión, siempre que en dicho plazo no se haya verificado una reducción en la producción del área cedida respecto de su Línea Base, situación en la cual la reducción de la Línea Base del cedente se efectivizará al momento de verificarse producción incremental en el área cedida.

Para aquellos beneficiarios que no hayan informado a la Autoridad de Aplicación

producción alguna de crudo en los períodos definidos para el cálculo de la Línea Base en el párrafo primero de este artículo la Línea Base será CERO (0) para el período inicial y todos los períodos subsiguientes, con la excepción del caso previsto en el segundo párrafo precedente para el tratamiento de la cesión de derechos de explotación.

Para el cálculo de la Línea Base de aquellos beneficiarios productores de crudo con densidad American Petroleum Institute (API) inferior a TREINTA (30) grados, se aplicará un factor de reducción del DIEZ POR CIENTO (10 %) a todo el volumen de petróleo crudo que cumpla con tales especificaciones técnicas, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación y calculado de manera trimestral.

ARTÍCULO 4°. Dada la Línea Base, la Producción Incremental Trimestral determinada para cada beneficiario será establecida trimestralmente por la Autoridad de Aplicación, como la CUARTA PARTE (1/4) de la Producción Incremental Anual definida como la diferencia entre la producción efectiva de los últimos DOCE (12) meses precedentes y la Línea Base, en los términos que define el presente Título.

ARTÍCULO 5°. A los efectos del cálculo de la Línea Base y la Producción Incremental Anual, la producción de petróleo será considerada exclusivamente proveniente de las áreas sobre las cuales es titular cada beneficiario. Para aquellos beneficiarios que tengan subsidiarias o que pertenezcan a un mismo grupo económico que tenga otras empresas productoras de petróleo dentro del país, se tomarán los volúmenes y la información en forma consolidada, a través del criterio de agregación y separación que defina la Autoridad de Aplicación.

CAPÍTULO 2
- - Incentivos

ARTÍCULO 6°. Se define como Volumen de Producción Incremental Beneficiado (VPIB) al VEINTE POR CIENTO (20 %) de la Producción Incremental Trimestral que haya obtenido cada beneficiario del RADPIP respecto de su Línea Base, en los términos establecidos en los artículos 3° a 5° del presente decreto.

ARTÍCULO 7°. El porcentaje definido en el artículo 6° se incrementará:

a. en la cantidad de puntos porcentuales equivalente a una QUINTA PARTE (1/5) del porcentaje de Cobertura del Mercado Interno de Petróleo Crudo (CMIPC), calculada por la Autoridad de Aplicación en los términos que defina la reglamentación;

b. en hasta CINCO (5) puntos porcentuales para aquellos beneficiarios que, en los últimos DOCE (12) meses, hayan podido contrarrestar el declino técnico ajustado de su producción proveniente de cuencas, áreas o regiones con explotación convencional, según los términos que defina la reglamentación. La magnitud específica de este factor de expansión del VPIB se establecerá en la reglamentación, debiendo definirse para cada beneficiario en forma proporcional al porcentaje de reversión del declino técnico ajustado de su producción de

petróleo crudo convencional y en proporción a la participación de este tipo de producción en la producción total del beneficiario. Este derecho incremental solo se aplicará si al mismo tiempo el beneficiario obtuviese Producción Incremental Anual para el trimestre examinado, en los términos definidos por los artículos 3° a 5° del presente decreto;

c. en hasta DOS (2) puntos porcentuales, cuando los beneficiarios obtengan producción incremental de petróleo a partir de pozos de baja productividad o previamente inactivos o cerrados, en asociación con terceros recuperadores, en los términos que establezca la reglamentación de la presente norma. Si los socios recuperadores son de origen nacional, el incremento será de UN (1) punto porcentual y si son de origen regional el incremento será de DOS (2) puntos porcentuales, en los términos que defina la reglamentación;

d. en hasta DOS (2) puntos porcentuales cuando los beneficiarios obtengan Producción Incremental Anual, contratando al menos el DIEZ POR CIENTO (10 %) de los servicios de fractura de Empresas Regionales o Nacionales, según el criterio de realidad económica que defina la reglamentación, y siempre que el servicio contratado garantice al menos el contenido nacional que se defina en la reglamentación del presente decreto. Si los proveedores de servicios de fractura son de origen nacional, el incremento será de UN (1) punto porcentual y si son de origen regional el incremento será de DOS (2) puntos porcentuales, en los términos que defina la reglamentación de la presente norma y

e. en hasta DOS (2) puntos porcentuales cuando los beneficiarios incrementen su inversión en exploración y explotación de petróleo en áreas marginales o localizadas en regiones o cuencas con Producción Convencional exclusiva en proceso de declinación productiva, o que inicien un nuevo proceso de inversión de esas características, en los términos que defina la reglamentación. Para obtener este beneficio, la empresa beneficiaria deberá haber invertido efectivamente un monto no inferior a DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCO MILLONES (USD 5.000.000) en proyectos de exploración y/o explotación convencional en las áreas mencionadas, en los términos que defina la reglamentación, en un plazo máximo de DOS (2) años, luego de haber adherido al presente régimen.

ARTÍCULO 8°. Los beneficiarios del RADPIP tendrán acceso al Mercado Libre de Cambios (MLC) para destinar al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes y/o utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes, por un monto equivalente a su VPIB, valuado sobre la base de la cotización promedio de los últimos DOCE (12) meses del "ICE BRENT primera línea", neto de derechos de exportación, incorporando según corresponda las primas o descuentos por calidad del crudo, según establezca la reglamentación.

El acceso al MLC por hasta el monto del párrafo precedente no podrá quedar sujeto al requisito de conformidad previa del BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA en caso en que la norma cambiaria así lo estableciera.

ARTÍCULO 9°. Los beneficios definidos en el presente Título podrán transferirse a proveedores directos del beneficiario en los términos que se establezcan en la reglamentación. Si el acceso a tales beneficios se encontrase limitado por normativas preexistentes en materia cambiaria, establécese que el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA instrumentará mecanismos idóneos con el fin de facilitar el acceso al MLC para los casos establecidos en el presente Título.



TÍTULO II

RÉGIMEN DE ACCESO A DIVISAS PARA LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE GAS NATURAL (RADPIGN)

Artículos 10 a 19

CAPÍTULO I

- - Creación, requisitos de inclusión, definiciones y alcance

ARTÍCULO 10. Créase el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN) del que podrán ser beneficiarios aquellos sujetos indicados en el artículo 1° del presente decreto, cumplimentando los requisitos exigidos en este Título.

ARTÍCULO 11. A los efectos de obtener y mantener los distintos derechos del RADPIGN, los sujetos beneficiarios deberán: (i) adherir al presente régimen, en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación; (ii) ser adjudicatarios en cumplimiento de volúmenes de inyección de gas natural base sobre TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días al año, en las subastas o concursos de precios del "Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024", en los términos que se definen en el Decreto N° 892/20, en sus normas complementarias o en las sucesivas subastas y concursos de precios para el abastecimiento de la demanda interna de gas natural y cumplimentar todos los compromisos asumidos en esta o en cualquier otra subasta de abastecimiento a la demanda interna; (iii) obtener niveles de Inyección Incremental respecto de la Línea Base de Inyección, en los términos que se definen en este Título y (iv) cumplir con el régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera, establecido en el Título III del presente decreto y su respectiva reglamentación, y con todas las obligaciones establecidas en el Decreto N° 892/20, sus normas complementarias y reglamentarias.

ARTÍCULO 12. Se define como Línea Base de Inyección al volumen de inyección diaria promedio anual de gas natural correspondiente al año 2021, con medición fiscal aprobada por la Autoridad de Aplicación correspondiente y el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) y efectivamente inyectado por el beneficiario en algún punto de ingreso al Sistema de Transporte Argentino de Gas Natural, incluyendo la producción incorporada fuera del sistema (off system), proveniente de áreas propias y definido a partir de los datos oficiales de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, en los términos que establezca la reglamentación de la presente norma.

En caso de cesión total o parcial de los derechos de explotación de las áreas del beneficiario, la Línea Base de Inyección del sujeto cesionario será incrementada en un volumen equivalente al de la inyección correspondiente a los derechos cedidos, en los términos que defina la reglamentación. En igual sentido, la Línea Base de Inyección del beneficiario cedente será disminuida en un monto equivalente a la Línea Base de Inyección del área transferida, en la proporción de los derechos cedidos, en los términos que defina la reglamentación. Este último cambio, que se aplica sobre la Línea Base de Inyección del cedente, será operativo a los DOCE (12) meses de haberse efectivizado la cesión, siempre que en dicho plazo no se haya verificado una reducción en la inyección del área cedida

respecto de su Línea Base de Inyección, situación en la cual la reducción de la Línea Base de Inyección del cedente se efectivizará al momento de verificarse Inyección Incremental en el área cedida.

Para aquellos beneficiarios que no hayan informado a la Autoridad de Aplicación inyección alguna de gas en los períodos definidos para el cálculo de la Línea Base de Inyección en el párrafo primero de este artículo, la Línea Base de Inyección será CERO (0) para el período inicial y todos los períodos subsiguientes, con la excepción del caso previsto en el segundo párrafo de este artículo para el tratamiento de la transferencia de derechos de explotación.

ARTÍCULO 13. La Autoridad de Aplicación determinará trimestralmente la Inyección Incremental de cada beneficiario como el promedio diario excedente, respecto de la Línea Base de Inyección, del volumen de gas natural efectivamente inyectado por el beneficiario. Este último volumen será calculado como la inyección diaria promedio de los últimos DOCE (12) meses precedentes, con medición fiscal aprobada por la Autoridad de Aplicación correspondiente y el ENARGAS, inyectado en algún punto de ingreso al Sistema de Transporte Argentino de Gas Natural, incluyendo la producción incorporada fuera del sistema (off system), en los términos que defina la reglamentación.

ARTÍCULO 14. A los efectos del cálculo de la Línea Base de Inyección y la Inyección Incremental, la inyección de gas natural será considerada exclusivamente proveniente de las áreas sobre las cuales es titular cada beneficiario. Para aquellos beneficiarios que tengan firmas subsidiarias o que pertenezcan a un mismo grupo económico en el que haya otras empresas productoras de gas natural dentro del país, se tomarán los volúmenes y la información en forma consolidada, a través del criterio de agregación y separación que defina la reglamentación.

Para el cálculo de la Inyección Incremental no se considerará el volumen inyectado por terceras partes a cuenta del adjudicatario, en los términos que defina la reglamentación.

CAPÍTULO 2

- - Incentivos

ARTÍCULO 15. La Autoridad de Aplicación determinará trimestralmente al Volumen de Inyección Incremental Beneficiado (VIIB) como el TREINTA POR CIENTO (30 %) de la Inyección Incremental que haya obtenido cada beneficiario del RADPIGN respecto de su Línea Base de Inyección, en los términos establecidos en los artículos 12, 13 y 14 del presente decreto, multiplicada por la cantidad de días del trimestre.

ARTÍCULO 16. El porcentaje definido en el artículo 15 podrá incrementarse:

a) en la cantidad de puntos porcentuales equivalente a una QUINTA PARTE (1/5) del porcentaje de Cobertura del Mercado Interno de Gas Natural (CMIGN), calculada por la Autoridad de Aplicación en los términos que defina la reglamentación;

b) en hasta CINCO (5) puntos porcentuales para aquellos beneficiarios que, en el año anterior, hayan podido contrarrestar el declino técnico ajustado de su inyección proveniente de cuencas, áreas o regiones con explotación convencional, según los términos que defina la reglamentación. La magnitud específica de este factor de expansión se establecerá en la reglamentación, debiendo definirse para cada beneficiario en forma proporcional al porcentaje de reversión del declino técnico ajustado de su inyección de gas natural convencional y en proporción a la participación de este tipo de inyección en la inyección total del beneficiario. Este derecho incremental solo se aplicará si al mismo tiempo el beneficiario obtuviese Inyección Incremental para todo tipo de inyección de gas natural en el período examinado, en los términos establecidos en los artículos 12, 13 y 14 del presente decreto.

ARTÍCULO 17. Los beneficiarios del RADPIGN, a partir de su efectiva adhesión al presente régimen y en tanto mantengan los beneficios, tendrán acceso al MLC, para destinar al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes y/o utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes, por un monto equivalente al VIIB de cada beneficiario, valuado al precio promedio ponderado de exportación de los últimos DOCE (12) meses del conjunto del sistema, neto de derechos de exportación. Este precio no podrá ser inferior al precio promedio ponderado de adjudicación para volúmenes de gas natural base sobre TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días al año, definido por la Resolución de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA N° 391/20 y sus modificatorias ni superior a DOS (2) veces este mismo valor, en los términos que defina la reglamentación.

El acceso al MLC por hasta el monto del párrafo precedente no podrá quedar sujeto al requisito de conformidad previa del BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA en caso en que la norma cambiaria así lo estableciera.

ARTÍCULO 18. No podrá imputarse para el cálculo del beneficio otorgado por el presente Título la Inyección Incremental destinada a abastecer como destino final a la producción de subproductos beneficiados con regímenes de libre aplicación de divisas, en los términos que defina la reglamentación.

ARTÍCULO 19. Los beneficios de acceso a divisas definidos en este Título podrán transferirse a proveedores directos del beneficiario, en los términos que se establezcan en la reglamentación. Si el acceso a tales beneficios se encontrase limitado por normativas preexistentes en materia cambiaria establécese que el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA instrumentará mecanismos idóneos con el fin de facilitar el acceso al MLC para los casos establecidos en el presente Título.



TÍTULO III

RÉGIMEN DE PROMOCIÓN DEL EMPLEO, DEL TRABAJO Y DEL DESARROLLO DE PROVEEDORES REGIONALES...

Artículos 20 a 25

CAPÍTULO 1

- - Alcance

ARTÍCULO 20. El MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO y la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA estarán a cargo de la evaluación conjunta de los Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales (PDPRN) que presenten los sujetos alcanzados por los regímenes de beneficios establecidos en el presente decreto, así como de la aprobación y el seguimiento del cumplimiento de aquellos, incluyendo los requisitos de integración nacional, pudiendo también recomendar a la Autoridad de Aplicación la limitación o suspensión de beneficios en los términos que se establezcan en la reglamentación y en el Título IV.

ARTÍCULO 21. Estarán alcanzados por las obligaciones establecidas en el presente Título los beneficiarios del RADPIP y del RADPIGN.

CAPÍTULO 2

- - Requisitos

ARTÍCULO 22. Para acceder y mantener los beneficios del RADPIP y del RADPIGN establecidos en este decreto, los beneficiarios deberán cumplir simultáneamente con los requisitos específicos de cada Régimen al que adhieran y con las obligaciones que se establecen en el presente Título para los esquemas denominados “Requisitos de Integración Regional y Nacional” y “Aplicación de Preferencias” y con el principio de utilización plena y sucesiva, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo y contratación de trabajadores y trabajadoras y provisión directa de servicios por parte de Pymes y empresas regionales, en los términos que defina la reglamentación. Las modalidades de contratación y, en especial, de la distribución de las obras y de la provisión de bienes y prestación de servicios en el tiempo no podrán incluir condiciones que explícita o implícitamente pudieren ser discriminatorias en contra de empresas regionales y nacionales extrarregionales.

CAPÍTULO 3

- - Esquema de requisitos de integración regional y nacional

ARTÍCULO 23. En oportunidad de su acceso al Régimen o a los Regímenes solicitados, los beneficiarios deberán someter para su aprobación al MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO y a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE

ECONOMÍA sus Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales (PDPRN), los cuales deberán contar con los siguientes contenidos mínimos:

a. La expresión de la visión del desarrollo integral de la cadena de valor a través de un conjunto de iniciativas focalizadas en lograr los niveles de costo, calidad y articulación que maximicen la participación de la industria regional y nacional, las cuales deberán ser estrictamente cuantificables en alcance y objetivos.

b. Un procedimiento de incorporación de proveedores nacionales equitativo, abierto, transparente y con requerimientos cuantificables y plazos precisos para el alta de nuevos proveedores nacionales.

c. Un plan de abastecimiento de las contrataciones de bienes y servicios que requieran para llevar adelante sus operaciones, dotado de metas y objetivos ciertos y cuantificables.

d. El sistema de normas y certificaciones aplicado por las empresas para acceder como proveedoras regionales y nacionales y ser elegibles para obtener contrataciones; toda vez que existan normas y certificaciones provenientes del Sistema Nacional de Calidad, las mismas tendrán antelación sobre cualquier sistema o conjunto de normas extranjero; solo en aquellos casos en que se verifique la inexistencia de norma o certificación nacional el beneficiario del Régimen o de los Regímenes podrá aplicar norma o certificación de origen extranjero, la que quedará automáticamente descartada en el momento en que una norma equivalente del Sistema Nacional de Calidad entre en vigor. En los primeros CUATRO (4) años, las empresas Regionales y Nacionales de servicios cumplirán con este requisito acreditando, en relación a cada especialidad, haber prestado servicios a las empresas Productoras de Hidrocarburos.

e. Mecanismos de contratación abiertos y transparentes entre los oferentes calificados del ecosistema productivo.

f. Mecanismos de financiamiento preferencial para proveedores de origen regional y nacional.

g. Metas y objetivos expresos y mensurables sobre la participación y el desarrollo de los proveedores regionales y nacionales.

h. Propuesta de facilitación de acceso al ecosistema productivo nacional en lo referente a la provisión de bienes y servicios con alto valor agregado e innovación tecnológica.

CAPÍTULO 4
- Esquema de Aplicación de preferencias

ARTÍCULO 24. A los efectos de adquirir y mantener los beneficios de los distintos regímenes definidos en este decreto, los beneficiarios deberán cumplir con un esquema de contratación en el cual se les otorgará la posibilidad de refichaje o igualación de la mejor oferta, con prioridad en caso de ser ejercida, a las ofertas de provisión de bienes y/o

prestación de servicios de origen regional y nacional, cuando el precio de las ofertas de bienes y/o servicios de origen nacional sea igual o inferior al de los bienes y/o servicios ofrecidos que no sean de origen nacional, incrementados en un DIEZ POR CIENTO (10 %) cuando las ofertas de bienes y servicios nacionales se trataren de un Proveedor Regional, y en un CINCO POR CIENTO (5 %) cuando se trataren de un Proveedor Nacional extrarregional. En la reglamentación se definirán los criterios de demarcación de distintos tipos de proveedores.

En todos los casos, a los efectos de la comparación, el precio de los bienes o servicios de origen no nacional deberá incluir, entre otros, los derechos de importación vigentes y todos los tributos y gastos que le demande su nacionalización a un importador particular no privilegiado, así como los costos salariales derivados de la normativa vigente en la cuenca productiva correspondiente, en las formas y condiciones que establezca la reglamentación.

Se entiende por proveedores regionales a aquellos cuyo asiento principal de actividades esté en las provincias y localidades de provincias vecinas relacionadas con cuencas de producción, atendiendo a un criterio de realidad económica. Por su parte, se entiende por proveedores nacionales extrarregionales a aquellos cuyo asiento principal de sus actividades está localizado en el resto del país. En la reglamentación podrán establecerse criterios de identificación adicionales de proveedores regionales y nacionales extrarregionales.

CAPÍTULO 5
- Comisión de evaluación

ARTÍCULO 25. Créase la Comisión de Evaluación y Seguimiento de la Ejecución del RPEPNIH, que estará presidida conjuntamente por UN (1) representante de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA y UN (1) representante de la SECRETARÍA DE INDUSTRIA, ECONOMÍA DEL CONOCIMIENTO Y GESTIÓN COMERCIAL EXTERNA del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO y compuesta adicionalmente, en los términos que defina la reglamentación, por representantes de la SECRETARÍA DE POLÍTICA ECONÓMICA del MINISTERIO DE ECONOMÍA; del MINISTERIO DEL INTERIOR; del MINISTERIO DE CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN; representantes de las provincias, de las organizaciones de trabajadores y trabajadoras, de asociaciones empresarias proveedoras de bienes y servicios y de las organizaciones de empresas productoras de hidrocarburos beneficiarias del régimen instituido en el presente Título.

Esta Comisión tendrá por función asistir al MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO y a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA en la evaluación, seguimiento y control del cumplimiento de los Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales (PDPRN) que presenten los

beneficiarios, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación.



TÍTULO IV

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículos 26 a 34

CAPÍTULO 1

- - Autoridad de Aplicación

ARTÍCULO 26. La Autoridad de Aplicación de este decreto será la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, a excepción de aquello establecido en los artículos 8°, 9°, 17, 19 y 28 del presente decreto, para los cuales la Autoridad de Aplicación será la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA y el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA, atendiendo a sus respectivas competencias.

CAPÍTULO 2

- - Estabilidad de la contractualización de la Demanda de Gas Natural

ARTÍCULO 27. La Autoridad de Aplicación dispondrá la modalidad de contratación plurianual por subastas o concursos públicos, en el marco del Decreto N° 892/20, sus normas complementarias y reglamentarias, a través de lo cual deberá promoverse un horizonte de contratación de producción de gas natural para abastecer la Demanda Prioritaria y la Demanda de Usinas, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación, de al menos TRES (3) años móviles.

CAPÍTULO 3

- - Relación con normativa cambiaria complementaria

ARTÍCULO 28. Para los beneficiarios del RADPIP y/o del RADPIGN que:

a) hayan solicitado su incorporación a regímenes de promoción sectoriales que establezcan beneficios en materia de acceso al MLC o

b) estén alcanzados por alguno de los beneficios en materia de acceso al MLC definidos en:

(i) el Decreto N° 234/21 “Régimen de Fomento de Inversiones para las Exportaciones” y la Comunicación A 7259 y complementarias del BCRA;

(ii) el Decreto N° 836/21 “Modificaciones al Régimen de Fomento de Inversiones para las Exportaciones” y la Comunicación A 7420 y complementarias del BCRA;

(iii) el Decreto N° 892/20 -Plan Gas.Ar- y la Comunicación A 7168 y complementarias del BCRA;

(iv) la Comunicación A 7123 y complementarias del BCRA;

(v) la Comunicación A 6869 y complementarias del BCRA;

(vi) las Comunicaciones A 7301 y A 7416 y complementarias del BCRA o

(vii) otras normas con beneficios en materia de acceso al MLC, que se establezcan en la reglamentación;

los beneficios de acceso a divisas que se obtengan por adherir a los regímenes del presente decreto serán tomados a cuenta y oportunamente descontados de los que correspondieren por las normativas indicadas en los incisos a) y b) del presente artículo, en los términos que defina la reglamentación.

Establécese que el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA instrumentará mecanismos idóneos para la implementación de lo establecido en el presente artículo.

CAPÍTULO 4

- - Incumplimientos y limitaciones

ARTÍCULO 29. A los efectos de los regímenes y beneficios determinados en este decreto, la Autoridad de Aplicación podrá suspender los beneficios otorgados en la presente norma, de acuerdo a la gravedad del incumplimiento, el daño producido, y/o la existencia de incumplimientos reiterados, sin perjuicio de las sanciones que le correspondan en virtud de la normativa vigente, ante alguno de los siguientes incumplimientos:

a) Falsedad de las informaciones presentadas bajo declaración jurada ante la Autoridad de Aplicación.

b) Omisión de presentar información, documentación y/o las declaraciones juradas periódicas o especiales que sean dispuestas por la Autoridad de Aplicación, dentro del plazo establecido para ello.

c) Obstaculización de los procesos de fiscalización a la Autoridad de Aplicación.

d) Incumplimiento de la inyección de los volúmenes adjudicados en las distintas subastas o concursos de precios del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024, en los términos que se definen en el Decreto N° 892/20, en sus normas complementarias o en las sucesivas subastas y concursos de precios para el abastecimiento de la demanda de gas natural.

e) Incumplimiento del RPEPNIH, en los términos que se establece en el Título III de la presente norma.

f) Incumplimiento material de cualquiera de las demás disposiciones y requisitos establecidos en este decreto y los que se incorporen en su reglamentación y en las normas complementarias que dicte la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 30. No podrán inscribirse a los distintos regímenes previstos en este decreto:

a. Las personas humanas y/o jurídicas cuyos representantes o directores o directoras hubiesen sido condenados o condenadas judicialmente, con penas privativas de la libertad o inhabilitación, mientras no haya transcurrido un tiempo igual al doble de la condena.

b. Las personas humanas y/o jurídicas que al tiempo de solicitar su adhesión al régimen tuviesen deudas exigibles e impagas de carácter fiscal o previsional, o cuando se encuentre firme una decisión judicial o administrativa declarando tal incumplimiento en materia aduanera, cambiaria, impositiva o previsional e imponiendo a dicha persona el pago de tributos, derechos, multas o recargos.

c. Las personas que hubiesen incurrido en incumplimiento injustificado de sus obligaciones respecto de regímenes de promoción o contratos de promoción industrial.

Los procesos o sumarios pendientes por los delitos o infracciones a que se refieren los incisos precedentes suspenderán el trámite administrativo de adhesión al régimen, hasta su resolución o sentencia firme.

CAPÍTULO 5

- - Disposiciones finales

ARTÍCULO 31. Las disposiciones de este decreto entrarán en vigencia a los TREINTA (30) días de su publicación en el BOLETÍN OFICIAL.

ARTÍCULO 32. El PODER EJECUTIVO NACIONAL emitirá la reglamentación correspondiente dentro de los TREINTA (30) días contados desde la publicación del presente decreto en el BOLETÍN OFICIAL.

ARTÍCULO 33. Dese cuenta a la COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

ARTÍCULO 34. Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese.

FERNÁNDEZ - Juan Luis Manzur - Eduardo Enrique de Pedro - E/E Jorge Enrique Taiana - Jorge Enrique Taiana - Martín Guzmán - Matías Sebastián Kulfas - Julian Andres Dominguez - Alexis Raúl Guerrera - Gabriel Nicolás Katopodis - Martín Ignacio Soria - Aníbal Domingo Fernández - E/E Juan Zabaleta - Juan Zabaleta - Elizabeth Gómez Alcorta - Jaime Perczyk - Tristán Bauer - Daniel Fernando Filmus - E/E Juan Cabandie - Juan Cabandie - Matías Lammens - Jorge Horacio Ferraresi

e. 28/05/2022 N° 38691/22 v. 28/05/2022

VEREDICTA LEYES

DNU 277/2022. Texto original, como se publicó.

Datos: Base InfoLEG de Normativa Nacional, Ministerio de Justicia de la Nación (CC BY 4.0).