



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2021 - Año de Homenaje al Premio Nobel de Medicina Dr. César Milstein

EL SENADO Y CÁMARA DE DIPUTADOS
DE LA NACIÓN ARGENTINA, REUNIDOS EN CONGRESO...
SANCIONAN CON FUERZA DE
LEY:

Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO 1.- Ámbito de aplicación

ARTÍCULO 1°.- Institúyese un Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas (RPIH) que regirá con los alcances y las limitaciones establecidas en esta ley y conforme a las normas reglamentarias y complementarias que en consecuencia dicten el PODER EJECUTIVO NACIONAL y la Autoridad de Aplicación de la presente.

El RPIH complementa y extiende los principios y fundamentos de la Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera de la REPÚBLICA ARGENTINA para alcanzar los objetivos que se describen en el artículo 3° de esta norma.

CAPÍTULO 2.- Vigencia y alcances

ARTÍCULO 2°.- El RPIH tendrá una duración de VEINTE (20) años contados a partir de la entrada en vigencia de esta ley.

Créanse en el marco del RPIH los siguientes programas y regímenes:

- 1) "Régimen General de Promoción de Actividades de Exploración y Producción de Petróleo" (RGPP);
- 2) "Régimen General de Promoción de Actividades de Exploración y Producción de Gas Natural" (RGPGN);
- 3) "Régimen de Promoción de la Extracción de Petróleo en Pozos de Baja Productividad" (RPPBP);

4) “Régimen Especial de Promoción para Proyectos de Exploración, Producción, Industrialización, Almacenaje y/o Transporte de Hidrocarburos y Derivados” (REPPH);

5) “Programa de Apoyo a la Sustentabilidad Energética” (PASE);

6) “Programa de Apoyo al Empleo Hidrocarburífero con Perspectiva de Género” (PAEHPG);

7) “Régimen Especial de Cancelación para Grandes Inversores Hidrocarburíferos” (RECH); y

8) “Régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de Servicios y de Producción Nacional y Provisión de Bienes para la Industria Hidrocarburífera” (RPEPNIH).

CAPÍTULO 3.- Objetivos

ARTÍCULO 3°.- El RPIH y sus programas y regímenes se ajustarán a los siguientes objetivos, los que serán complementarios de los principios de la política hidrocarburífera establecidos en el artículo 3° de la Ley N° 26.741:

a) Fomentar el incremento de la producción para el autoabastecimiento y las exportaciones de hidrocarburos, impulsando impactos positivos sobre la actividad, el empleo y la generación de divisas;

b) Promocionar la inversión hidrocarburífera en todas las cuencas productivas del país y la cadena de valor involucrada en su desarrollo;

c) Garantizar la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos para el abastecimiento del mercado interno, la sustitución de importaciones de gas natural y combustibles y la generación de saldos exportables;

d) Impulsar inversiones estratégicas destinadas a incrementar la industrialización de gas natural, de petróleo crudo y de sus derivados;

e) Promover, desarrollar e incrementar el valor agregado regional y nacional en la cadena de valor de la actividad hidrocarburífera, y desarrollar e incrementar la participación de las empresas regionales y nacionales como proveedores de la actividad, y la proporción de bienes y procesos tecnológicos elaborados y diseñados por trabajo argentino;

f) Estimular proyectos de sustentabilidad energética y de apoyo al empleo hidrocarburífero con perspectiva de género para garantizar a mediano y largo plazo el abastecimiento cada vez más eficiente, y con procesos productivos cada vez más inclusivos, de la energía requerida para el normal funcionamiento del sistema productivo argentino.

CAPÍTULO 4.- Actividades comprendidas

ARTÍCULO 4°.- El RPIH tiene por objeto la promoción de las siguientes actividades:

- a) La exploración, producción, abastecimiento interno, sustitución de importaciones y exportación de hidrocarburos producidos mediante técnicas de extracción convencional y no convencional;
- b) El transporte, compresión, separación, tratamiento y almacenaje de los hidrocarburos;
- c) La industrialización de los hidrocarburos y sus derivados a través de procesos que los utilicen como materia prima, incluyendo, sin limitación, la petroquímica, la producción de fertilizantes, la licuefacción de gas natural y la refinación de combustibles;
- d) La ejecución de obras de infraestructura energética que faciliten la logística, el transporte, el abastecimiento interno y la exportación de hidrocarburos y sus derivados;
- e) La prestación de servicios asociados a la industria hidrocarburífera, tanto en exploración como en producción, transporte, industrialización y comercialización.

CAPÍTULO 5.- Estabilidad fiscal

ARTÍCULO 5°.- Los sujetos que resulten alcanzados por el RGPP, el RGPGN y/o el REPPH de esta ley, podrán disponer del beneficio de la estabilidad fiscal que se regula en este artículo.

La estabilidad fiscal involucra tanto al ámbito nacional, como al provincial y municipal, en la medida en que estas últimas jurisdicciones adhieran a esta ley, en los términos de lo establecido en el artículo 112, y alcanza a los impuestos, tasas y contribuciones vigentes de los beneficiarios con regímenes promovidos por esta ley, excluyéndose a aquellos gravámenes que los alcancen en su carácter de responsables de cumplimiento de la deuda ajena.

En materia de impuestos directos e indirectos, la franquicia señalada en el párrafo precedente significa que los beneficiarios del RGPP y/o del RGPGN, en su carácter de sujetos pasivos de los impuestos de que se trate, no verán incrementadas las alícuotas, tasas o importes correspondientes a la legislación tributaria vigente al momento de obtener la aprobación de su adhesión a tales regímenes por las actividades allí comprendidas; y no resultará de aplicación, asimismo, ningún gravamen posterior que los reemplace o complemente durante el período de vigencia desde la aprobación de su adhesión al respectivo régimen de promoción.

Para el caso de los beneficiarios del REPPH, la estabilidad fiscal establecida en términos de los párrafos precedentes solo alcanzará a los proyectos aprobados en este régimen.

Tratándose de las alícuotas de los derechos de exportación que recaigan sobre los productos alcanzados por el RGPP, el RGPGN y el REPPH de esta ley, lo dispuesto en los párrafos anteriores no resultará de aplicación si los aumentos obedecen a modificaciones en las alícuotas en los términos establecidos en los artículos 17, 29 y 48 de esta ley.

Tratándose de las alícuotas que recaigan sobre los productos gravados, en el marco del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, lo dispuesto en el párrafo anterior no resultará de aplicación si los aumentos obedecen al ejercicio de las potestades conferidas al PODER EJECUTIVO NACIONAL, en los términos de esa misma ley.

Por medio de la reglamentación de esta ley y de las normas complementarias que establezca la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMÍA, se garantizará la operatividad del incentivo dispuesto en este artículo.

A los sujetos beneficiados por este artículo les resultarán de aplicación, en caso de corresponder, las disposiciones normativas a través de las cuales se disminuyan las alícuotas, tasas o importes mencionados en el párrafo tercero de este artículo.

Establécese, asimismo, que tanto el usufructo como el mantenimiento de las franquicias mencionadas precedentemente, quedan condicionados al efectivo cumplimiento de los compromisos oportunamente asumidos por el beneficiario, en los términos de esta ley, que le resulten aplicables según el régimen de acogimiento, quedando sujetos, a su vez, a las sanciones que les pudieren corresponder, entre otras, en relación con el goce indebido de los incentivos.

TÍTULO II

RÉGIMEN GENERAL DE PROMOCIÓN DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (RGPP)

CAPÍTULO 1.- Alcance

ARTÍCULO 6°.- Podrán ser beneficiarios del RGPP los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional o las Provincias, según corresponda, los cuales podrán presentarse o adherirse con terceros asociados que se encuentren inscriptos, y que cumplan con los requisitos establecidos en esta ley.

CAPÍTULO 2.- Requisitos y definiciones

ARTÍCULO 7°.- A los efectos de obtener y mantener los distintos derechos del RGPP, los sujetos beneficiarios deberán:

- a) adherir al RGPP, en los términos que se establezcan en la reglamentación de esta ley;

b) obtener producción incremental de petróleo crudo, en los términos definidos en el presente Título; y

c) cumplir con el RPEPNIH, en los términos establecidos en el Título IX de esta ley.

ARTÍCULO 8°.- Se define como Línea Base a la producción total de petróleo crudo por beneficiario correspondiente al máximo entre el volumen de 2019, el volumen de 2020 y el volumen de los DOCE (12) meses transcurridos entre mayo de 2020 y abril de 2021 inclusive, según defina la Autoridad de Aplicación.

En caso de cambio de titularidad en los derechos de explotación de todas o de parte de las áreas de concesión de explotación, la Línea Base del sujeto adquirente no podrá ser nunca inferior a la Línea Base del área transferida y deberá incrementarse en un monto equivalente a aquella, en la proporción de los derechos transferidos. En igual sentido, la Línea Base del beneficiario cedente será disminuida en un monto equivalente a la Línea Base del área transferida, en la proporción de los derechos transferidos. Este último cambio, 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.

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 párrafo precedente para el tratamiento de la transferencia 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 y que integren en sus complejos de refinación más del SESENTA POR CIENTO (60%) de dicha producción de crudo, se aplicará un factor de reducción del QUINCE POR CIENTO (15%) a todo el volumen de petróleo crudo que cumpla con tales especificaciones técnicas, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación. Esta reducción será de exclusiva aplicación al cálculo de la Línea Base individual de los beneficiarios alcanzados, no siendo de aplicación para el cálculo de la producción incremental agregada del conjunto de los productores hidrocarbúricos, a los efectos de lo dispuesto en los incisos a), b) y c) del artículo 11 de esta ley.

ARTÍCULO 9°.- En función de la Línea Base, la producción incremental determinada para cada beneficiario será establecida en forma trimestral por la Autoridad de Aplicación, como resultado de la diferencia entre la producción efectiva de los últimos DOCE (12) meses precedentes y la Línea Base, en los términos que defina la reglamentación de esta ley.

ARTÍCULO 10.- A los efectos del cálculo de la Línea Base y la producción incremental, la producción de petróleo será considerada según la titularidad de cada beneficiario. Para quienes tengan firmas subsidiarias o que pertenezcan a un mismo grupo económico que posea otras sociedades 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 3.- Incentivos

ARTÍCULO 11.- Los beneficiarios del RGPP tendrán Autorizaciones de Exportación Garantizadas (AEG) por un VEINTE POR CIENTO (20%) de su producción incremental, en tanto el restante OCHENTA POR CIENTO (80%) deberá ser ofrecido por dichos beneficiarios al mercado interno.

Cuando exista producción incremental agregada, el porcentaje de esa producción incremental individual que cada beneficiario podrá obtener en concepto de AEG, será establecido de la siguiente manera:

a) Si el conjunto de los productores de petróleo crudo en la REPÚBLICA ARGENTINA obtuviese una producción incremental agregada superior al VEINTE POR CIENTO (20%) e inferior o igual al TREINTA POR CIENTO (30%), las AEG de cada beneficiario a nivel individual serán del TREINTA POR CIENTO (30%) de su producción incremental, según determine la Autoridad de Aplicación;

b) Si el conjunto de los productores de petróleo crudo en la REPÚBLICA ARGENTINA obtuviese una producción incremental agregada superior al TREINTA POR CIENTO (30%) e inferior o igual al CINCUENTA POR CIENTO (50%), las AEG de cada beneficiario a nivel individual serán del CUARENTA POR CIENTO (40%) de su producción incremental, según determine la Autoridad de Aplicación;

c) Si el conjunto de los productores de petróleo crudo en la REPÚBLICA ARGENTINA obtuviese una producción incremental agregada superior al CINCUENTA POR CIENTO (50%), las AEG de cada beneficiario a nivel individual serán de, al menos, el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su producción incremental, según determine la Autoridad de Aplicación.

Para el cálculo de la producción incremental agregada que se utiliza en los incisos a), b) y c) del presente artículo, no será aplicable la reducción de la Línea Base individual establecida en el último párrafo del artículo 8° de esta ley.

El volumen de AEG podrá ser aumentado en hasta DIEZ (10) puntos porcentuales en caso de que el beneficiario tenga una producción incremental superior al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la Línea Base, según lo defina la Autoridad de Aplicación, beneficio adicional que será aplicable luego de VEINTICUATRO (24) meses de la adhesión al RGPP.

Cada DIEZ (10) años la Autoridad de Aplicación podrá reducir o incrementar, según los requerimientos del abastecimiento interno, en hasta DIEZ (10) puntos porcentuales las AEG definidas en los incisos a), b) y c) del presente artículo.

Para los beneficiarios alcanzados por lo establecido en el último párrafo del artículo 8° de la presente ley, las Autorizaciones de Exportación Garantizadas (AEG) definidas sobre la base de lo previsto en el presente artículo, podrán ser asignadas por la Autoridad de Aplicación a determinados tipos de petróleo crudo en particular, en caso de necesidad de abastecimiento interno de algún tipo de petróleo crudo de determinada densidad. Esta asignación se realizará en proporción a la composición

de la producción del beneficiario, conforme la reglamentación que se establezca al efecto. Este mecanismo se mantendrá hasta tanto persistan las razones de abastecimiento interno que justifiquen la medida.

ARTÍCULO 12.- Las AEG definidas en el artículo 11 se incrementarán en hasta DIEZ (10) puntos porcentuales de la producción incremental para aquellos beneficiarios que, en el año anterior, hayan podido contrarrestar el declino técnico ajustado de su producción proveniente de cuencas con explotación convencional, en los términos que establezca la reglamentación.

La magnitud específica de este factor de expansión de las AEG se establecerá en la reglamentación de esta ley, debiendo definirse para cada beneficiario en forma proporcional al porcentaje de reversión del declino técnico ajustado de su producción de petróleo crudo convencional. Este derecho incremental solo se aplicará si al mismo tiempo el beneficiario obtuviese producción incremental total para el período examinado, en los términos definidos por los artículos 8° a 10 de esta ley.

ARTÍCULO 13.- Los beneficiarios de este RGPP podrán obtener AEG adicionales de hasta DIEZ (10) puntos porcentuales de su producción incremental en función del porcentaje de Cobertura del Mercado Interno de Petróleo Crudo (CMIPC).

Este beneficio consistirá en incrementar el porcentaje de las AEG de la producción incremental de cada beneficiario en la cantidad de puntos porcentuales equivalente a una décima parte (1/10) de la CMIPC alcanzada por el beneficiario, según calcule la Autoridad de Aplicación, en los términos que se establezcan en la reglamentación de esta ley.

ARTÍCULO 14.- La Autoridad de Aplicación podrá otorgar autorizaciones de exportación adicionales a los beneficiarios del RGPP en caso de que parte de su oferta al mercado interno no tenga demanda efectiva comprobada, en cumplimiento de las normas que rigen la materia.

Las autorizaciones de exportación adicionales serán otorgadas en la medida en que no se afecte la seguridad del abastecimiento del mercado interno, en los términos que se definan en la reglamentación de esta ley y en los marcos regulatorios correspondientes.

La Autoridad de Aplicación evaluará la información presentada de manera periódica por las empresas productoras y refinadoras. Con dicha información, realizará un análisis integral y sistémico de las condiciones de funcionamiento del mercado interno a efectos de lograr cubrir la demanda interna para cada tipo de crudo mediante un suministro eficiente y, con ello, velar por la seguridad de abastecimiento en cada caso.

A fin de dar previsibilidad a las empresas solicitantes y promover los mercados exportadores para los volúmenes excedentes de todos los tipos de crudo comercializables, la Autoridad de Aplicación podrá implementar mecanismos tendientes a otorgar certificados de exportación con un horizonte temporal mayor al mensual.

Dichos mecanismos tendrán en cuenta la participación de cada empresa productora, tanto en el abastecimiento del mercado interno, como en la producción nacional total de cada tipo de crudo y en el incremento de producción.

ARTÍCULO 15.- Las AEG de parte de la producción incremental de cada beneficiario del presente RGPP, definidas en los artículos 11 a 13 de esta ley, así como las otorgadas en el marco del RPPBP según se estipula en el artículo 37 de la presente norma, y del REPPH de acuerdo con lo establecido en el artículo 48 de esta misma ley, serán denominadas Volumen Exportable Beneficiado (VEB).

ARTÍCULO 16.- El VEB podrá ser utilizado por los beneficiarios, tanto para exportar petróleo en los términos que establece el RGPP, como para exportar de manera garantizada el equivalente, definido en unidades energéticas, en productos derivados según los coeficientes de transformación que defina la Autoridad de Aplicación.

El VEB de pequeños productores de petróleo crudo que solo posean concesiones de explotación en áreas con elevados costos de logística también podrá ser comercializado por terceros autorizados por la Autoridad de Aplicación, cuando exista producción incremental agregada del conjunto de productores de crudo del país, en los términos que se definan en la reglamentación de esta ley.

Para obtener la habilitación del VEB por parte de la Autoridad de Aplicación, los productores beneficiados por el RGPP deberán demostrar que se les ha otorgado a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, la posibilidad de adquirir el porcentaje de su producción no alcanzada por el VEB, en condiciones comerciales que hagan accesible la oferta para el abastecimiento interno.

ARTÍCULO 17.- Para determinar la alícuota de los derechos de exportación aplicables al VEB, se establecen las siguientes definiciones:

Precio Internacional del Crudo (PIC): promedio de las últimas CINCO (5) cotizaciones del "ICE BRENT primera línea" en los términos que se establezcan en la reglamentación de esta ley.

Precio Crudo de Referencia Base (CRB): este valor se establecerá en la reglamentación de la presente ley y corresponde a la cotización del PIC por encima de la cual el VEB comenzará a ser alcanzado con alícuotas positivas del derecho a la exportación, siendo CERO POR CIENTO (0%) la alícuota aplicable para cotizaciones del PIC inferiores al CRB; y

Precio de Crudo de Referencia Alto (CRA): este valor se establecerá en la reglamentación de la presente ley y se corresponde a la cotización del PIC por encima de la cual, el derecho de exportación aplicable al VEB tendrá una alícuota fija (alícuota máxima para petróleo, AMP) del OCHO POR CIENTO (8%), o aquella que resulte menor de conformidad con la normativa vigente en cada período para quienes no resulten beneficiarios de este régimen.

Si el PIC se encuentra por encima del CRB y por debajo del CRA, la alícuota del derecho a la exportación aplicable al VEB será de entre el CERO POR CIENTO (0%) y el OCHO POR CIENTO (8%), en los términos establecidos en la siguiente fórmula:

*Alícuota del derecho de exportación del VEB = (PIC-CRB)/(CRA-CRB)*AMP;*

o bien aquella que resulte menor de conformidad con la normativa vigente en cada período para quienes no resulten beneficiarios de este régimen. Este esquema de alícuotas será de aplicación al VEB durante toda la vigencia de la adhesión del beneficiario al presente régimen.

Las exportaciones de crudo adicionales al VEB serán alcanzadas por el esquema de derechos de exportación establecido en el artículo 7° del Decreto N° 488 del 18 de mayo de 2020 y sus modificatorios, vigentes al momento de la aprobación de su adhesión al presente régimen, o por aquellas alícuotas que resulten menores de conformidad con la normativa vigente en cada período para quienes no resulten beneficiarios de este régimen.

Si el beneficiario optase por utilizar su VEB para exportar productos derivados, la alícuota del derecho de exportación aplicable al volumen equivalente definido por la Autoridad de Aplicación será la menor entre la alícuota aplicable a la exportación del crudo beneficiado por el RGPP y la resultante de reducir en un VEINTICINCO POR CIENTO (25%) la alícuota que corresponda aplicar al producto derivado exportado.

EL PODER EJECUTIVO NACIONAL, a propuesta de la Autoridad de Aplicación, establecerá las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.) que queden comprendidas en las disposiciones de este artículo, y podrá establecer el CRB y el CRA hasta NOVENTA (90) días posteriores a la publicación de la presente ley.

ARTÍCULO 18.- Los beneficiarios del RGPP deberán ingresar oportunamente, y a partir de su efectiva adhesión al mismo, el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de las divisas del VEB, gozando de la libre disponibilidad del porcentaje restante.

Las exportaciones adicionales de crudo de los beneficiarios que fueren autorizadas por la Autoridad de Aplicación pero que no formen parte del VEB, deberán liquidarse en el Mercado Libre de Cambios (MLC) en las condiciones que establezca el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA, quien dictará, en el plazo de TREINTA (30) días de publicada esta ley, las normas complementarias que pudieren resultar necesarias al efecto.

ARTÍCULO 19.- Cada beneficiario tendrá un derecho garantizado adicional de libre disponibilidad de las divisas provenientes de su VEB, de hasta DIEZ (10) puntos porcentuales, que se calculará anualmente en función de su CMIPC, según se detalla a continuación.

Este beneficio consistirá en incrementar el porcentaje de libre disponibilidad de divisas provenientes del VEB en la cantidad de puntos porcentuales equivalente a una décima parte (1/10) de la CMIPC calculada por la Autoridad de Aplicación.

Este porcentaje adicional se detraerá del establecido en el primer párrafo del artículo 18.

ARTÍCULO 20.- Exímese del impuesto a las ganancias, a la renta que obtengan los beneficiarios del RGPP, por la cesión parcial de su participación en un área de conformidad con la Ley N° 17.319, siempre que se cumplan, en forma conjunta, las siguientes condiciones:

- a) Tengan por objeto compartir o diversificar el riesgo, obtener financiamiento adicional o incorporar nuevos conocimientos o experiencias específicas relevantes.
- b) El cedente continúe participando en la propiedad hidrocarburífera como mínimo en un DIEZ POR CIENTO (10%).
- c) El cesionario se comprometa a tomar a su cargo en forma total o parcial los costos de exploración y perforación de pozos y/o los costos de desarrollo en los montos y/o porcentajes que determinen las partes, en la misma área en la cual obtenga el interés participativo.
- d) Exista producción incremental en el área en los DOCE (12) meses subsiguientes a la cesión parcial, verificada por la Autoridad de Aplicación.

TÍTULO III RÉGIMEN GENERAL DE PROMOCIÓN DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (RGPGN)

CAPÍTULO 1.- Alcance

ARTÍCULO 21.- Podrán ser beneficiarios del Régimen establecido en el presente Título aquellos sujetos indicados en el artículo 6° de la presente que cumplan con los requisitos establecidos en esta ley y en la respectiva reglamentación.

CAPÍTULO 2.- Requisitos y Definiciones

ARTÍCULO 22.- A los efectos de obtener y mantener los distintos beneficios del RGPGN, los sujetos beneficiarios deberán:

- a) adherir al régimen, en los términos que establezca la reglamentación;
- b) participar con compromisos efectivos de inyección de gas natural en las subastas o concursos de precios en los términos que se definen en el presente Título y se detallan en su reglamentación; y
- c) cumplir con el RPEPNIH, en los términos que se establecen en el Título IX de la presente norma.

ARTÍCULO 23.- A los fines de lo establecido en la presente ley, se define como:

- a) Demanda del Mercado Interno, al bloque anual estimado, por parte de la Autoridad de Aplicación, de demanda de gas natural por parte de todos los usuarios del mercado interno;
- b) Demanda Prioritaria, a la demanda estimada de gas natural de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras destinada exclusivamente a aquellos grupos de

consumidores que, acorde a la normativa vigente a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, deben ser abastecidos de gas natural por dichas prestadoras.

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 N° 2020 del 22 de diciembre de 2005 de la Secretaría de Energía dependiente entonces del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, 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° 181/04. A estos efectos, no se considerará incluida como Demanda Prioritaria al consumo el segmento Gas Natural Comprimido (GNC);

c) Demanda de Usinas, a la demanda estimada de gas natural destinada a la producción de energía eléctrica;

d) Curva de Producción Comprometida, a la curva de producción anual presentada por los beneficiarios y ajustada proporcionalmente en función del volumen ofertado que fuere efectivamente adjudicado en cada subasta o concurso de precios en que cada beneficiario hubiere participado.

ARTÍCULO 24.- Dispónese la modalidad de contratación plurianual por subastas o concursos públicos, en los siguientes términos:

a) La Demanda del Mercado Interno, la Demanda Prioritaria y la Demanda de Usinas serán estimadas y publicadas anualmente por la Autoridad de Aplicación, con al menos NOVENTA (90) días de anticipación al inicio del año que corresponda;

b) Sobre la base de estas estimaciones, se deberá promover un horizonte de contratación de producción de gas natural para abastecer de la Demanda Prioritaria y la Demanda de Usinas de no menos de TRES (3) años móviles, con requisitos de inyección adicional para el abastecimiento del resto de la Demanda del Mercado Interno. A dichos fines, con al menos TREINTA (30) días de antelación al inicio del año 2022, la Autoridad de Aplicación podrá convocar a subastas o concursos públicos para adjudicar, en el caso que fuere necesario, los volúmenes adicionales no contractualizados de la Demanda Prioritaria y la Demanda de Usinas de los años 2022, 2023 y 2024, y la Demanda Prioritaria y la Demanda de Usinas del año 2025 y años subsiguientes, con los requisitos de inyección adicionales requeridos para abastecer a la Demanda del Mercado Interno. Cada año subsiguiente y con antelación de al menos NOVENTA (90) días, la Autoridad de Aplicación podrá convocar a una subasta o concurso público para mantener contractualizada la Demanda Prioritaria, la Demanda de Usinas y los requisitos de inyección adicional para el abastecimiento de la Demanda del Mercado Interno, a los efectos de sostener, como mínimo, TRES (3) años de contratación;

c) Cada productor deberá cumplir con los compromisos de inyección establecidos en la curva de producción comprometida, en los términos que defina la Autoridad de

Aplicación en las subastas o concursos públicos y con el RPEPNIH, en los términos que se establece en el Título IX de la presente norma;

d) La Autoridad de Aplicación podrá convocar a subastas o concursos públicos complementarios cuando advirtiera crecimiento no proyectado de la Demanda del Mercado Interno y/o para reemplazar importaciones de volumen base de los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días del año, y/o para complementar los volúmenes no satisfechos con los concursos del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de oferta y demanda 2020 – 2024” aprobado por el Decreto N° 892 del 13 de noviembre de 2020;

e) La Autoridad de Aplicación entenderá en el diseño y la definición de los lineamientos y pautas básicos de las referidas subastas y concursos públicos, los cuales deberán contemplar las diferencias existentes entre los costos de producción en las distintas cuencas productivas, según tipo de tecnología utilizada en la actividad de extracción, el tipo de recurso (convencional y no convencional), el nivel de integración local (aguas arriba) y las referencias de productividad que surjan de los estudios desarrollados por la propia Autoridad de Aplicación. Sin perjuicio de ello, esta última podrá proponer otros criterios para adecuar las subastas y concursos públicos a fin de adecuarse a las particularidades del mercado y las necesidades de autoabastecimiento interno.

CAPÍTULO 3.- Incentivos

ARTÍCULO 25.- Los productores de gas natural que hayan adquirido el carácter de adjudicatarios en alguna de las subastas o concursos de abastecimiento mencionados en el Capítulo 2 del presente Título y que hayan cumplido con las obligaciones establecidas para el RGPGN, podrán obtener autorizaciones de exportación en firme en las siguientes condiciones:

a) Para los Períodos Estacionales de Verano, en los términos definidos por la Autoridad de Aplicación, las autorizaciones de exportación en firme serán las establecidas por el Decreto N° 892/20, sus normas reglamentarias y las distintas normas que definan las subastas o concursos de precios para la extensión en los años subsiguientes de la contractualización del abastecimiento interno, conforme a lo establecido en el citado Capítulo 2;

b) Para los Períodos Estacionales de Verano, en los términos definidos por la Autoridad de Aplicación, las autorizaciones de exportación en firme adicionales a las definidas en el inciso a) podrán ser asignadas a aquellos beneficiarios, con volúmenes excedentes a la inyección comprometida, que presenten un preacuerdo de exportación en firme y el compromiso de ofrecer al mercado interno durante el Período Estacional de Invierno dicha inyección adicional a la oportunamente contractualizada, equivalente a la cantidad diaria comprometida en el preacuerdo de exportación. El precio de esta inyección adicional a ofrecer en el mercado interno durante el Período Estacional de Invierno no podrá ser superior al precio adjudicado al beneficiario para ese mismo período en la subasta o concurso público anual correspondiente. Las autorizaciones de exportación en firme que se obtengan en virtud de este inciso no podrán anteponerse a las que los beneficiarios del RGPGN hayan obtenido en virtud

del inciso a), debiendo la Autoridad de Aplicación evaluar su complementariedad antes de otorgarlas;

c) La Autoridad de Aplicación también podrá, preservando la prioridad del abastecimiento interno, otorgar autorizaciones de exportación en firme, adicionales a las previstas en los incisos a) y b) del presente artículo, sin afectar los beneficios que por estos se hubieren otorgado, por hasta TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días al año, en los términos y las condiciones que oportunamente defina, siempre que, para el mismo período que se solicitan las autorizaciones de exportación, los volúmenes de inyección diaria promedio comprometidos a través de las subastas o concursos de abastecimiento definidos en el Capítulo 2 del presente Título, sean superiores a la inyección diaria promedio efectiva durante el año 2020 de todos los productores que hayan participado del primer concurso público convocado en virtud del Decreto N° 892/20, en los términos que se definan en la reglamentación de esta ley. La Autoridad de Aplicación podrá recalcular, cada DIEZ (10) años, el nivel mínimo de inyección que habilita las exportaciones en firme por los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días del año;

d) Los precios de exportación para cada período no podrán ser inferiores a los precios promedio ofertados por los distintos adjudicatarios de las subastas o concursos públicos de abastecimiento al mercado interno correspondientes al mismo período. La Autoridad de Aplicación podrá elevar el precio mínimo en función de la evaluación de las condiciones en las que opera el mercado internacional de gas natural y sustitutos energéticos, o reducirlo para cada caso particular si el Productor solicitante de la exportación en firme reduce al mismo nivel el precio con el cual abastece volúmenes equivalentes al mercado interno.

En todos los casos que establece el presente artículo, las autorizaciones en firme podrán otorgarse por hasta el plazo remanente contractualizado por medio de las subastas o concursos públicos de abastecimiento definidos en el artículo 24. Los beneficiarios que deseen obtener exportaciones en firme por plazos superiores a este plazo remanente contractualizado, y por hasta un plazo máximo de DIEZ (10) años, deberán ofrecer a la Autoridad de Aplicación una extensión del plazo de los contratos que el beneficiario tuviese vigente en el marco de dichas subastas o concursos de precio, por hasta el doble del volumen que se desea exportar, en igualdad de las restantes condiciones y a un precio no superior al mínimo entre el precio de estos contratos y el precio de exportación solicitado.

En caso de concurrencia de solicitudes de exportación en firme para ser evaluadas en los términos de los incisos b) y/o c) del presente artículo, la Autoridad de Aplicación establecerá el sistema de prioridades sobre la base de los siguientes criterios: mayores precios de venta al mercado externo, menores precios de venta al mercado interno y mayores volúmenes de venta adjudicados en las subastas o concursos de precio de abastecimiento del mercado interno, en los términos que establezca la reglamentación.

ARTÍCULO 26.- Los beneficiarios cuya producción de gas natural esté asociada a desarrollos de yacimientos de gas natural sin acceso al mercado interno por inexistencia de instalaciones y/o facilidades y/o capacidad de transporte y/o distribución, y para los cuales la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas

conexiones a gasoductos resulten técnica y/o económicamente inviables podrán, una vez evaluadas por la Autoridad de Aplicación, obtener autorizaciones de exportación bajo condición firme de conformidad con la normativa vigente. Estas autorizaciones no estarán sujetas a interrupciones o suspensiones, una vez que la Autoridad de Aplicación haya evaluado que los volúmenes de gas natural objeto de la solicitud de exportación no resulten útiles para el abastecimiento interno.

Las autorizaciones de exportación relacionadas con desarrollos de gas natural aislados del mercado interno y dedicados a la exportación se mantendrán vigentes por todo el plazo de su otorgamiento, salvo que se modifiquen los supuestos técnicos y económicos considerados por la Autoridad de Aplicación.

El PODER EJECUTIVO NACIONAL deberá reglamentar las autorizaciones de exportación de gas natural proveniente de desarrollos aislados del mercado local en concordancia con lo previsto en esta ley.

La Autoridad de Aplicación evaluará la conveniencia del otorgamiento de permisos de exportación bajo estas condiciones particulares, teniendo en cuenta la normativa general que aplique a permisos de exportación en cada momento. En ningún caso las autorizaciones de exportación de gas natural obtenidas bajo estas condiciones tendrán prioridad sobre las exportaciones de aquellos productores que cumplen con el abastecimiento al mercado interno.

ARTÍCULO 27.- Los volúmenes solicitados para exportación en condición firme que sean finalmente autorizados, de conformidad con el inciso a) del artículo 25 de esta ley, serán detraídos de los contratos vigentes con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) durante el Período Estacional de Verano correspondiente, conforme se determine en las distintas subastas o concursos públicos de abastecimiento al mercado interno.

Al momento de la solicitud de autorización, el productor solicitante de la autorización de exportación en firme deberá ofrecer al mercado interno, por hasta QUINCE (15) días corridos, según establezca cada subasta o concurso público, los volúmenes a exportar, a fin de que cualquier tercero interesado pueda adquirir todo el volumen a exportar en igualdad de condiciones de precio y plazo de vigencia, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación. Una vez cumplida esta obligación, y en caso de no encontrarse demandantes internos en esas condiciones, se otorgarán los permisos de exportación en condición firme, los cuales no podrán ser modificados ni interrumpidos por cualquier solicitud posterior del mercado interno.

Para el caso de autorizaciones de exportación en firme para los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días del año, adicionalmente deberán cumplirse los requisitos de autorización del inciso c) del artículo 25 de esta ley.

Los contratos de suministro y transporte de gas natural de exportación asociados a las autorizaciones de exportación en condición firme no podrán ser afectados por normas presentes o futuras, sobre preferencias en la asignación de la producción, medidas de interrupción, redireccionamientos, o de intervención en las condiciones de su comercialización, o transporte, entre otras, sea directa o indirectamente. Para las autorizaciones de exportación en firme por los TRESCIENTOS SESENTA Y

CINCO (365) días del año, también deberá cumplirse lo señalado en el párrafo anterior *in fine*.

Las solicitudes de exportación de gas natural en firme serán resueltas por la Autoridad de Aplicación dentro de un plazo de TREINTA (30) días de recibidas. La falta de respuesta no será entendida como autorización tácita.

ARTÍCULO 28.- Las autorizaciones de exportación de gas natural en firme solo podrán ser revocadas por la Autoridad de Aplicación en caso de incumplimiento de la Curva de Producción Comprometida, definida por las distintas subastas o concursos públicos en los que el beneficiario haya resultado adjudicatario. Este último podrá evitar tal revocación cumpliendo con los mecanismos que se fijen en las respectivas subastas o concursos públicos y/o en el Decreto N° 892/20 y/o en los esquemas de abastecimiento interno de gas natural que se establezcan en el futuro.

Solo podrán establecerse limitaciones parciales a las autorizaciones de exportación en situaciones de emergencia técnica del sistema licenciado de transporte de gas natural que pongan en riesgo el abastecimiento a la Demanda Prioritaria, las que respetarán el principio de no discriminación, cualquiera sea la ubicación geográfica de los afectados, debiendo en todos los casos aplicarse dichas limitaciones en forma proporcional para cada segmento de demanda, en los términos que se definan en la reglamentación de esta ley.

ARTÍCULO 29.- Las exportaciones de gas natural en firme que se obtengan a partir de los beneficios establecidos en los incisos a) y b) del artículo 25, gozarán de las mismas alícuotas preferenciales de derechos de exportación que se aplican al VEB de petróleo crudo en el RGPP.

Las exportaciones de gas natural adicionales a las establecidas en el artículo 25 , incisos a) y b), quedan excluidas del RGPGN, resultando alcanzadas por el mismo esquema de alícuotas de derechos de exportación que el establecido en el artículo 7° del Decreto N° 488/20 y sus modificatorias, vigentes al momento de la aprobación de su adhesión al RGPGN, o por aquellas alícuotas que resulten menores de conformidad con la normativa vigente en cada momento para quienes no resultan beneficiarios de este régimen.

Si el beneficiario optase por utilizar sus autorizaciones de exportación de gas natural en firme para exportar productos derivados, la alícuota de exportación aplicable al volumen equivalente definido por la Autoridad de Aplicación será la menor entre la alícuota aplicable a las exportaciones de gas natural beneficiadas por el RGPGN y la resultante de reducir en un VEINTICINCO POR CIENTO (25%) la alícuota que corresponda aplicar al producto derivado exportado.

ARTÍCULO 30.- A partir de su efectiva adhesión al RGPGN, y mientras mantengan los beneficios de este, los beneficiarios de este Régimen deberán ingresar al MLC el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de las divisas provenientes de las exportaciones de gas natural en firme que se obtengan a partir de los beneficios establecidos en los incisos a) y b) del artículo 25 de esta ley, y gozarán de la libre disponibilidad de divisas respecto del porcentaje restante.

Las exportaciones adicionales de gas natural de los beneficiarios que fueren autorizadas por la Autoridad de Aplicación pero que no formen parte de las exportaciones beneficiadas, deberán liquidarse íntegramente en el MLC en las condiciones que establezca el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA, quien dictará en el plazo de TREINTA (30) días de publicada esta ley, las normas complementarias que pudieren resultar necesarias al efecto.

ARTÍCULO 31.- Los beneficiarios del RGPGN obtendrán hasta DIEZ (10) puntos porcentuales adicionales de libre disponibilidad de las divisas en función de su porcentaje de Cobertura del Mercado Interno de Gas Natural (CMIGN). Cada beneficiario gozará de un incremento en el porcentaje de libre disponibilidad de las divisas provenientes de las exportaciones beneficiadas por los incisos a) y b) del artículo 25 de esta ley, en la cantidad de puntos porcentuales equivalente a una décima parte (1/10) de la CMIGN, calculada por la Autoridad de Aplicación.

Este porcentaje adicional se detraerá del establecido en el primer párrafo del artículo 30 como obligación de liquidar en el MLC.

ARTÍCULO 32.- Exímese del Impuesto a las Ganancias, a la renta que obtengan los sujetos que efectúen la cesión parcial de su participación en un área, de conformidad con la Ley N° 17.319, en los mismos términos que se definen en el artículo 20 de esta ley, pero con aplicación a la producción de Gas Natural, conforme lo especifique la Autoridad de Aplicación.

TÍTULO IV

RÉGIMEN DE PROMOCIÓN DE LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN POZOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD (RPPBP)

CAPÍTULO 1.- Alcance

ARTÍCULO 33.- Podrán ser beneficiarios del régimen establecido en el presente Título los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional o las Provincias, según corresponda, y/o terceros asociados o relacionados contractualmente a tales titulares, que cumplan con los requisitos establecidos en esta ley.

CAPÍTULO 2.- Requisitos y definiciones

ARTÍCULO 34.- A los efectos de obtener y mantener los distintos derechos del RPPBP, los sujetos beneficiarios deberán:

a) adherir al RPPBP, en los términos que establezca la reglamentación;

b) obtener en asociación con terceros recuperadores, producción incremental de petróleo crudo en pozos de baja productividad o previamente inactivos o cerrados, por métodos tradicionales, o mediante sistemas o mecanismos móviles de extracción

y transporte, autorizados por la Autoridad de Aplicación, en los términos que establezca la reglamentación;

c) reducir el impacto de la asociación respecto de pasivos y/o provisiones preexistentes vinculados a la explotación previa o al ulterior proceso de cierre de pozos, con la presentación de un esquema de seguros aprobado por el Poder Concedente de cada jurisdicción; y

d) cumplir con el RPEPNIH, en los términos que se establece en el Título IX de la presente ley;

A los fines del presente artículo se considerará “terceros recuperadores” a aquellas empresas asociadas con el titular de la concesión para realizar actividades de explotación en pozos de baja productividad, siempre que:

i) No sean titulares de medianas o grandes concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por las Provincias o el Estado Nacional, en los términos que establezca la reglamentación;

ii) No sean controlantes o controladas en forma directa o indirecta de sociedades titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos;

iii) Estén constituidas y tengan asiento principal de sus actividades en la REPÚBLICA ARGENTINA, como sociedades privadas, públicas, mixtas o cooperativas; y

iv) Estén habilitadas por la Autoridad de Aplicación de la concesión a la que correspondan los pozos a explotar.

CAPÍTULO 3.- Incentivos

ARTÍCULO 35.- Los beneficiarios del RPPBP podrán solicitar del Poder Concedente de cada Provincia, la posibilidad de operar bajo normativa técnica diferencial en lo que respecta a la prevención, saneamiento y abandono de operaciones, a los efectos de ajustar dicha normativa a la caracterización de estos proyectos y conforme a prácticas modernas aceptadas en la industria hidrocarburífera, en un todo de acuerdo con las normas de protección ambiental y de seguridad aplicables.

ARTÍCULO 36.- Los titulares de una concesión de explotación de hidrocarburos de baja productividad que, a su vez, sean titulares de otras concesiones de explotación adyacentes, podrán solicitar al Poder Concedente de cada Provincia adherente, la unificación de las áreas como una única concesión de explotación de hidrocarburos.

La unificación de las concesiones deberá estar orientada a la optimización de las operaciones, a fin de asegurar una recuperación de la producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento mediante dicha unificación. La nueva concesión de explotación resultante de la unificación deberá ajustarse a los términos establecidos en el artículo 35 de la Ley N° 17.319.

ARTÍCULO 37.- Los beneficiarios del RPPBP que también hayan adherido al RGPP y cumplan con los requisitos establecidos para ambos regímenes, obtendrán un

adicional de AEG por hasta DOS (2) puntos porcentuales superior a lo establecido en el artículo 11 de esta ley. En los casos en que la actividad promocionada por el RPPBP se realice por contratación de empresas regionales, en los términos que establezca la reglamentación, el adicional de AEG podrá incrementarse en hasta CINCO (5) puntos porcentuales adicionales a lo establecido en el artículo 11 de esta ley.

ARTÍCULO 38.- Los beneficiarios del RPPBP que también hayan adherido al RGPP y cumplan con los requisitos establecidos para ambos regímenes, tendrán un derecho garantizado de libre disponibilidad de las divisas provenientes de su VEB, adicional al establecido en el artículo 18 de esta ley, de hasta DOS (2) puntos porcentuales. En los casos en que la actividad promocionada por el RPPBP se realice por contratación de empresas regionales, en los términos que establezca la reglamentación, el derecho garantizado de libre disponibilidad de las divisas provenientes de su VEB, adicional al establecido en el artículo 18 de esta ley, podrá incrementarse por hasta CINCO (5) puntos porcentuales.

ARTÍCULO 39.- Los incentivos determinados en los artículos 37 y 38 serán proporcionales a la cantidad de pozos de baja productividad, o previamente inactivos o cerrados, puestos a trabajar bajo la actividad promocionada por el RPPBP, sobre el total de pozos que en estas condiciones tenga la empresa beneficiaria bajo concesión, en los términos que establezca la reglamentación.

ARTÍCULO 40.- Durante los primeros CINCO (5) años de adhesión al RPPBP, los terceros recuperadores beneficiados en los términos y condiciones de este Título podrán deducir, adicionalmente, en el balance impositivo del Impuesto a las Ganancias, un importe equivalente al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de los gastos deducibles conforme el artículo 83 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones, de acuerdo a las demás pautas que establezca la reglamentación.

TÍTULO V RÉGIMEN ESPECIAL DE PROMOCIÓN PARA PROYECTOS DE EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN, INDUSTRIALIZACIÓN, ALMACENAJE Y/O TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y DERIVADOS (REPPH)

CAPÍTULO 1.- Alcance y organización

ARTÍCULO 41.- Créase el “Consejo de Inversiones Hidrocarburíferas” (en adelante Consejo), que estará integrado por la SECRETARÍA DE POLÍTICA ECONÓMICA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, el MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO, el MINISTERIO DEL INTERIOR y la Autoridad de Aplicación, a través de UN (1) representante titular y UN (1) suplente por cada uno de ellos.

ARTÍCULO 42.- Son funciones del Consejo:

a) evaluar, y aprobar o rechazar cada proyecto que se presente en el marco del REPPH, en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación;

- b) proponer y evaluar requisitos iniciales diferenciales para proyectos de carácter estratégico, en los términos que se definen en el presente Título;
- c) auditar la ejecución del proyecto en complemento de la fiscalización regular que establezca la Autoridad de Aplicación; y
- d) demás funciones que se establezcan en esta ley.

El Consejo adoptará las decisiones previstas en los incisos a), b) y c) precedentes en consulta directa con las provincias que adhieran a la presente ley, en cuyas jurisdicciones se propongan ejecutar el proyecto correspondiente.

ARTÍCULO 43.- El Consejo sesionará con la mayoría absoluta de sus miembros y será presidido por el representante de la SECRETARÍA DE POLÍTICA ECONÓMICA del MINISTERIO DE ECONOMÍA. Sus decisiones serán tomadas por unanimidad, con carácter vinculante, a los fines del funcionamiento del REPPH.

ARTÍCULO 44.- Podrán ser beneficiarias del REPPH las personas jurídicas constituidas en la REPÚBLICA ARGENTINA o que se hallen habilitadas para actuar en su territorio con ajuste a sus leyes, debidamente inscriptas conforme a aquellas, las cuales podrán actuar mediante la constitución de uniones transitorias u otras formas de contratos asociativos, que realicen o se comprometan a realizar alguna de las actividades promovidas por esta ley, y que cuenten con un Proyecto de Inversión aprobado por la Autoridad de Aplicación.

CAPÍTULO 2.- Requisitos y definiciones

ARTÍCULO 45.- Se define como “Proyecto de Inversión” aplicable al REPPH a todo proyecto o paquete de proyectos presentado a la Autoridad de Aplicación por los sujetos alcanzados, que fortalezca actividades promovidas en esta ley e involucre una inversión de al menos:

- a) DÓLARES ESTADOUNIDENSES SEIS MILLONES (USD 6.000.000) en proyectos de exploración y sísmica para explotación convencional, en un plazo máximo de TRES (3) años, debiendo incluir en dicho proyecto el compromiso de inversión en explotación asociada al eventual hallazgo.
- b) DÓLARES ESTADOUNIDENSES DIEZ MILLONES (USD 10.000.000) en proyectos de refinación e industrialización de hidrocarburos en la cuenca de origen, en un plazo máximo de TRES (3) años.
- c) DÓLARES ESTADOUNIDENSES TREINTA MILLONES (USD 30.000.000) en proyectos de almacenaje subterráneo o en tierra de hidrocarburos, o de infraestructura portuaria para exportación, transporte, o mejoramiento o ampliación de la existente, en un plazo máximo de TRES (3) años;
- d) DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA MILLONES (USD 50.000.000) para medianas inversiones en tratamiento, licuefacción, comercialización, almacenaje móvil o estacionario, transporte, utilización y fabricación de equipos para proyectos de Gas Natural Licuado (GNL), en un plazo máximo de TRES (3) años;

e) DÓLARES ESTADOUNIDENSES CIEN MILLONES (USD 100.000.000) para proyectos de explotación de petróleo crudo o gas natural de origen convencional, costa afuera o con recuperación secundaria y/o terciaria, en un plazo máximo de CUATRO (4) años;

f) DÓLARES ESTADOUNIDENSES TRESCIENTOS MILLONES (USD 300.000.000) para proyectos de industrialización, separación, fraccionamiento, tratamiento, almacenaje, transporte y/o refinación de hidrocarburos y derivados, en un plazo máximo de CINCO (5) años, con las salvedades que se establecen en el Capítulo 4 del presente Título de esta ley, para los grandes proyectos de Infraestructura de Transporte y Almacenaje;

g) DÓLARES ESTADOUNIDENSES TRESCIENTOS MILLONES (USD 300.000.000) anuales, para proyectos tanto para la producción de gas natural como de petróleo, en etapa de desarrollo masivo o precedentes al momento de otorgamiento del beneficio, a desarrollar en concesiones de explotación de origen no convencional, durante un período no menor a CINCO (5) años consecutivos, siempre y cuando en tales proyectos la inversión destinada a subproyectos en etapa de piloto o precedentes no sea inferior al VEINTE POR CIENTO (20%) de la inversión total del proyecto; y,

h) DÓLARES ESTADOUNIDENSES DOSCIENTOS MILLONES (USD 200.000.000) anuales para Proyectos conjuntos de producción de petróleo y gas, con un cociente gas-petróleo (GOR) no inferior a MIL (1000) y de hasta TRECE MIL (13.000) inclusive, durante un período no menor a CINCO (5) años consecutivos, siempre y cuando en tales proyectos la inversión destinada a sub-proyectos en etapa de piloto o precedentes no sea inferior al VEINTE POR CIENTO (20%) de la inversión total del proyecto. Estos proyectos deberán garantizar la compatibilidad de los volúmenes de gas asociado producido con la capacidad de transporte existente, evitando el venteo y/o la congestión del sistema en los términos que determine la autoridad de aplicación con aprobación del Consejo.

Se le otorga a la Autoridad de Aplicación, con aprobación del Consejo, la facultad de reducir en hasta un CINCUENTA POR CIENTO (50%) los montos mínimos de inversión establecidos en este Título para Proyectos de Inversión que prevean la industrialización del hidrocarburo en la cuenca de origen. También podrá hacer lo propio respecto de Proyectos de Inversión de carácter estratégico o presentados por empresas pequeñas y/o medianas del sector hidrocarburífero, en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación, con aprobación del Consejo.

La Autoridad de Aplicación, con aprobación del Consejo, podrá aprobar otros Proyectos reduciendo en hasta el CINCUENTA POR CIENTO (50%) los montos mínimos en materia de inversión, ampliando en hasta el CINCUENTA POR CIENTO (50%) los plazos máximos de ejecución del Proyecto, y eliminando los requisitos adicionales establecidos *in fine* en los incisos g) y h) del presente artículo. No obstante, estos Proyectos solo podrán acceder a los beneficios determinados en el inciso a) del artículo 48 de la presente ley.

ARTÍCULO 46.- Para acceder a los beneficios del REPPH, los sujetos beneficiarios deberán:

- a) adherir al Régimen, de conformidad con lo que establezca la reglamentación;
- b) presentar un Proyecto de Inversión que reciba la Declaración de Aprobación Técnico-Económica por parte de la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo;
- c) cumplir con el RPEPNIH, en los términos que establece el Título IX de la presente ley; y
- d) cumplir con los demás requisitos para proyectos del REPPH que se establecen en otros Títulos de esta ley.

ARTÍCULO 47.- Para mantener los derechos del REPPH, el beneficiario deberá cumplir con los requisitos de presentación y ejecución determinados por la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo, y garantizar, desde el momento de adhesión a este régimen, un monto de inversión anual total que sea superior al registrado en el año 2020 en al menos el monto de inversión anual de los proyectos beneficiado por el REPPH, para cada tipo de proyecto, en los términos que establezca la reglamentación. Asimismo, el mantenimiento de los beneficios del REPPH dependerá del cumplimiento pleno de los compromisos asumidos para con el RPEPNIH que se establece en el Título IX de la presente norma.

CAPÍTULO 3.- Incentivos

ARTÍCULO 48.- La Declaración de Aprobación Técnico-Económica del Proyecto de Inversión y la certificación del cumplimiento de su cronograma y objetivos por parte de la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo, para todos los proyectos oportunamente aprobados, otorgará a los beneficiarios del REPPH los siguientes derechos:

- a) La libre disponibilidad del VEINTE POR CIENTO (20%) de las divisas obtenidas de las exportaciones autorizadas por la Autoridad de Aplicación, en los términos que establezca la reglamentación, o el libre acceso al MLC en el caso de que no existan exportaciones autorizadas en el Proyecto de Inversión. En ambos casos, el derecho estará limitado por hasta un monto máximo anual equivalente al VEINTICINCO POR CIENTO (25%) del monto bruto de divisas ingresadas por el beneficiario en el MLC para financiar el desarrollo del Proyecto de Inversión, y podrá aplicarse una vez transcurrido UN (1) año desde que se haya hecho efectivo el ingreso de las divisas en el MLC.

El primer porcentaje definido en el párrafo precedente podrá llegar hasta el CINCUENTA POR CIENTO (50%) y el segundo hasta el TREINTA POR CIENTO (30%), cuando se tratare de los proyectos previstos en el inciso h) del artículo 45 de esta ley, según lo establezca la reglamentación.

Para estimar el monto bruto de divisas ingresadas por el beneficiario en el MLC para financiar el Proyecto de Inversión, no serán tenidos en cuenta los flujos de divisas provenientes de las exportaciones del mismo Proyecto.

La Autoridad de Aplicación establecerá el procedimiento específico a aplicarse.

En el caso de la ampliación de una unidad de negocio ya existente, la Autoridad de Aplicación evaluará la incidencia incremental anual del Proyecto en las exportaciones realizadas por el beneficiario. Por dicho incremental se dispondrá de los beneficios de libre aplicación de las divisas de acuerdo con el criterio dispuesto en el presente artículo.

EL BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA dictará, en el plazo de TREINTA (30) días de publicada esta ley, las normas que pudieren resultar necesarias a fin de garantizar la aplicabilidad de los derechos concedidos por este artículo.

b) La reducción de hasta el CINCUENTA POR CIENTO (50%), según el valor agregado del Proyecto, de la alícuota o esquema de alícuotas de derechos de exportación aplicables al momento de aprobación del Proyecto, según lo establezca la reglamentación, al volumen exportable autorizado por la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo, siempre que este volumen esté asociado al desarrollo del Proyecto. El porcentaje de reducción específico a aplicar en cada proyecto dependerá de la siguiente escala:

i) CERO POR CIENTO (0%), si el valor agregado es bajo,

ii) VEINTICINCO POR CIENTO (25%), si el valor agregado es medio, o

iii) CINCUENTA POR CIENTO (50%), si el valor agregado es alto.

La Autoridad de Aplicación, con aprobación del Consejo, determinará qué categoría de la escala precedente corresponde aplicar a cada proyecto.

EL PODER EJECUTIVO NACIONAL, a propuesta de la Autoridad de Aplicación, será el encargado de establecer las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) que queden comprendidas en las disposiciones de este artículo.

En el caso de beneficiarios que también estén alcanzados por el RGPP, el RGPGN o el RPPBP de esta ley, los beneficios de cada uno de los incisos precedentes del presente artículo no podrán acumularse con los establecidos en los mencionados regímenes, debiendo el beneficiario ejercer la opción pertinente en los términos que establezca la reglamentación.

Los proyectos del inciso h) del artículo 45 de esta ley aprobados por la Autoridad de Aplicación y presentados por beneficiarios del RGPP que hayan obtenido producción incremental de su producción agregada en los términos que se definen en los artículos 8° a 10 de esta ley, gozarán de los beneficios adicionales que se detallan a continuación:

i. Si el GOR del total de la producción bruta de hidrocarburos de dicho proyecto es superior o igual a MIL (1.000) y menor a CUATRO MIL QUINIENTOS CINCUENTA (4.550), se otorgará un aumento de hasta CINCO (5) puntos porcentuales en su porcentaje de AEG a aplicar sobre la producción incremental total de petróleo crudo del beneficiario, en proporción a los volúmenes vinculados al Proyecto, en los términos que establezca la reglamentación; y

ii. Si el GOR del total de la producción bruta de hidrocarburos de dicho proyecto es superior o igual a CUATRO MIL QUINIENTOS CINCUENTA (4.550) y menor a TRECE MIL (13.000), se otorgará un aumento de no menos de CINCO (5) puntos porcentuales y de hasta DIEZ (10) puntos porcentuales en su porcentaje de AEG, a aplicar sobre la producción incremental total de petróleo crudo del beneficiario, en proporción a los volúmenes vinculados al Proyecto, en los términos que establezca la reglamentación.

Las AEG adicionales definidas en los dos párrafos precedentes se harán efectivas cuando la producción incremental agregada del conjunto de los productores de petróleo crudo en la REPÚBLICA ARGENTINA cumpla con el mínimo incremento de producción agregada establecido en el inciso a) del artículo 11 de esta ley.

ARTÍCULO 49.- La Declaración de Aprobación Técnico-Económica del Proyecto por parte de la Autoridad de Aplicación otorgará, a los beneficiarios del REPPH para inversiones aprobadas en el Proyecto y efectivamente ejecutadas en el plazo aprobado para dicho Proyecto los siguientes beneficios:

a) Por las inversiones en bienes amortizables aprobadas en el Proyecto, efectivamente realizadas durante su duración, los beneficiarios podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien de que se trate, de acuerdo con las normas previstas en los artículos 87 y 88, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones, o conforme el régimen especial que se establece en el presente artículo, a saber:

a.i) Para inversiones realizadas en nuevos bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados o fabricados: como mínimo, en TRES (3) cuotas anuales, iguales y consecutivas. El beneficio de que se trata solo será aplicable en la medida en que los bienes estén comprendidos en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur (N.C.M.) que determine la Autoridad de Aplicación. No podrán incluirse dentro de las inversiones en bienes muebles sujetas a este beneficio activos que no estén directamente relacionados con el proceso productivo, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación, con aprobación del Consejo.

a.ii) Para inversiones en construcciones y de infraestructura, como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la estimada. Las inversiones en construcción de infraestructura se encuentran limitadas a aquellas que impliquen una ampliación comprobable en la capacidad o calidad productiva del Proyecto.

b) Por las inversiones en bienes análogos a aquellos previstos en el artículo 78 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones, la cuota de amortización será la que surja de multiplicar por un coeficiente de DOS (2) el factor de agotamiento calculado conforme al referido artículo 78.

Una vez ejercida la opción por uno de los procedimientos de amortización señalados precedentemente, la decisión deberá ser comunicada a la Autoridad de Aplicación, en la forma, plazo y condiciones que esta disponga.

ARTÍCULO 50.- El plazo al que hace referencia el primer párrafo del primer artículo sin número incorporado a continuación del artículo 24 de la Ley de Impuesto al Valor Agregado, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, se reducirá a UN (1) período fiscal, cuando se trate de las inversiones en bienes de capital que efectúen los sujetos que resulten beneficiarios del REPPH, que se encuentren directamente relacionadas a estos y sean realizadas desde la fecha de aprobación del proyecto y durante el lapso de vigencia del Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarbúrferas.

La Autoridad de Aplicación establecerá el listado de bienes de capital comprendido en el párrafo anterior.

La AFIP deberá dictar las disposiciones pertinentes tendientes a asegurar que las sumas involucradas en este artículo serán devueltas dentro de los NOVENTA (90) días corridos desde la admisión formal por parte de ese organismo, la cual podrá realizarse mensualmente.

El MINISTERIO DE ECONOMÍA será el encargado de proponer anualmente, para su incorporación en la Ley de Presupuesto General de la Administración Nacional, el cupo presupuestario sectorial específico destinado a la devolución de saldos establecida en el párrafo precedente, de acuerdo con las condiciones imperantes en materia de ingreso presupuestario.

ARTÍCULO 51.- La Declaración de Aprobación Técnico-Económica del Proyecto por parte de la Autoridad de Aplicación otorgará a los beneficiarios del REPPH y/o a sus prestadores de servicios aprobados por la Autoridad de Aplicación para el Proyecto, los siguientes derechos, por el plazo aprobado para el Proyecto:

Los titulares de las importaciones de bienes de capital nuevos aprobadas por la Autoridad de Aplicación para el Proyecto, que no registren oferta nacional en los términos que defina el MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO con aprobación del Consejo y que sean destinados a la realización de las actividades promovidas según lo dispuesto en el artículo 4° de esta ley, serán beneficiarios de un bono de Crédito Fiscal equivalente al CUARENTA POR CIENTO (40%) de los derechos, aranceles y otros gravámenes a la importación que hubieren abonado contra otros impuestos a pagar ante la AFIP, en los términos que establezca la reglamentación.

El porcentaje definido en el párrafo precedente podrá llegar hasta el CINCUENTA POR CIENTO (50%) en el caso de los proyectos del inciso h) del artículo 45 de esta ley, según lo establezca la reglamentación.

Para el caso específico de los proyectos aprobados de explotación de petróleo crudo o gas natural, y al solo efecto de la importación temporaria de bienes de capital alcanzados por los beneficios del presente REPPH, que no cuenten con oferta nacional y hayan sido aprobadas por la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo, el plazo establecido en el inciso a) del artículo 265 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) será de SEIS (6) años.

CAPÍTULO 4.- Requisitos e Incentivos Adicionales para Grandes Proyectos de Infraestructura de Transporte, Almacenaje e Industrialización de Hidrocarburos que Utilicen Gas Natural como Materia Prima de su Proceso Industrial.

ARTÍCULO 52.- A los efectos de gozar de los beneficios adicionales del presente Capítulo, además de cumplir con todos los requisitos generales del presente Título, los grandes Proyectos de Transporte, Almacenaje e Industrialización de Hidrocarburos que utilicen gas natural como materia prima de su proceso industrial deberán:

i) garantizar una inversión no inferior a DÓLARES ESTADOUNIDENSES MIL DOSCIENTOS MILLONES (USD 1.200.000.000), a ser invertidos durante los primeros CINCO (5) años del Proyecto.

ii) incluir inversiones tanto en el desarrollo de producción incremental de gas natural, como en nueva capacidad de transporte que no requiera la afectación total ni parcial de la infraestructura existente y, cuando correspondiese, en las plantas de tratamiento del insumo hidrocarburífero, en los términos que determine la reglamentación. La integralidad del proyecto es requerida a los efectos de que el abastecimiento de la demanda de exportación no atente contra el normal abastecimiento de la Demanda del Mercado Interno.

El presente Capítulo no incluye a grandes proyectos de exportación de Gas Natural Licuado (GNL) que superen UNO COMA VEINTICINCO (1,25) millones de toneladas por año de GNL.

ARTÍCULO 53.- Los beneficiarios de grandes proyectos de Infraestructura de Transporte e Industrialización de Hidrocarburos que utilicen gas natural como materia prima de su proceso industrial dispondrán, desde la Declaración de Aprobación Técnico-Económica del Proyecto, de la garantía de utilización exclusiva de la producción de los yacimientos dedicados para el proceso productivo o de exportación del cual se trate, en los términos que establezca la reglamentación. Esta garantía, por hasta el período de repago del Proyecto, o hasta la duración de la vigencia de esta ley, el período que resulte menor, en los términos que establezca la reglamentación, impedirá que los contratos de suministro y transporte de materias primas asociados al Proyecto sean afectados por medidas presentes o futuras sobre preferencias en la asignación de la producción, medidas de interrupción, redireccionamiento o intervención en las condiciones de su comercialización o transporte, entre otras, sea directa o indirectamente.

ARTÍCULO 54.- El beneficio de utilización exclusiva definido en el artículo 53 estará garantizado por hasta el volumen de producción incremental de yacimientos dedicados generado por el propio Proyecto; y estará condicionado por hasta el

volumen incumplido, a que el respectivo productor de gas natural que abastezca el Proyecto se encuentre en cumplimiento de los compromisos de entrega que le hubieren sido adjudicados en virtud del Plan Gas.Ar del Decreto N° 892/20, proyectados durante todo el plazo de duración de la garantía de estabilidad de suministro, o cualquier otro plan que lo reemplace o complemente en el futuro y se encuentre vigente en el momento del incumplimiento.

ARTÍCULO 55.- En caso de situaciones de emergencia técnica del sistema licenciado de transporte de gas natural que ponga en riesgo el abastecimiento a la demanda prioritaria, los Proyectos de Industrialización de Hidrocarburos que utilicen gas natural como materia prima de su proceso industrial, solo podrán ser afectados luego de que se haya restringido el transporte firme de los cargadores que consumen gas natural como combustible y tengan posibilidad de sustituirlo por un combustible alternativo. La reglamentación establecerá las modificaciones requeridas para asegurar dicho beneficio a los Proyectos de Industrialización de Hidrocarburos que utilicen gas natural como materia prima de su proceso industrial.

En casos de escasez temporaria de gas natural para el abastecimiento interno de la Demanda Prioritaria durante el período no estival, la Autoridad de Aplicación podrá redireccionar, por hasta NOVENTA (90) días, hasta un DIEZ POR CIENTO (10%) del volumen garantizado con utilización exclusiva, al precio promedio de abastecimiento declarado por el beneficiario, para pagar las regalías a las jurisdicciones que corresponda, en los términos que establezca la reglamentación.

ARTÍCULO 56.- Los Proyectos comprendidos en el presente Capítulo podrán obtener concesiones en los términos de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias para construir y operar los gasoductos e instalaciones nuevas asociados.

ARTÍCULO 57.- Los titulares de las importaciones de bienes de capital de los proyectos del presente Capítulo que cuenten con una Declaración de Aprobación Técnico-Económica del Proyecto por parte de la Autoridad de Aplicación con Aprobación del Consejo y que no registren oferta nacional en los términos que defina el Consejo, serán beneficiarios de un bono de crédito fiscal equivalente al SESENTA POR CIENTO (60%) de los derechos, aranceles y otros gravámenes a la importación que hubieren abonado, contra otros impuestos a pagar ante la AFIP, en los términos que establezca la reglamentación.

ARTÍCULO 58.- Desde la Declaración de Aprobación Técnico-Económica de los grandes Proyectos de Inversión incluidos en el presente Capítulo, la Autoridad de Aplicación otorgará, a solicitud de los respectivos beneficiarios, autorizaciones de exportación en firme por hasta un plazo máximo de DIEZ (10) años, dependiendo del período de repago de la inversión, tanto para los Períodos Estacionales de Verano como de Invierno, por la totalidad de la capacidad de producción incremental generada por en los yacimientos dedicados del propio Proyecto. En caso de ocurrencia de las contingencias de abastecimiento previstas en el segundo párrafo del artículo 55 de esta ley, la Autoridad de Aplicación podrá limitar parcial y transitoriamente las garantías de abastecimiento en los términos que se establecen en dicho artículo.

Para el caso de grandes proyectos de exportación de gas natural que resulten aprobados en el REPPH, las autorizaciones de exportación en firme se otorgarán automáticamente por hasta el plazo contractual remanente, al momento de la aprobación, que tengan los contratos del beneficiario establecidos en el marco de las subastas o concursos de precio que define el artículo 24 de esta ley. Para requerir plazos mayores, por hasta DIEZ (10) años en total, el beneficiario deberá ofrecer a la Autoridad de Aplicación una extensión del plazo de los contratos que el beneficiario tuviese vigente en el marco de dichas subastas o concursos de precio, por hasta el doble del volumen que se desea exportar, en igualdad de restantes condiciones y a un precio no superior al mínimo entre el precio de estos contratos y el precio de exportación solicitado.

Los precios de exportación de gas natural para cada período no podrán ser inferiores al máximo entre los precios promedio ofertados por los distintos adjudicatarios de las subastas o concursos públicos de abastecimiento al mercado interno correspondientes al mismo año y el precio de referencia internacional de gas natural que establezca la reglamentación.

CAPÍTULO 5.- Requisitos e Incentivos Adicionales para Proyectos de Inversión en Cuencas Costa Afuera.

ARTÍCULO 59.- A los fines de esta ley se tomarán como proyectos de inversión Costa Afuera (Off-Shore) a los desarrollados en cuencas sedimentarias localizadas, total o parcialmente, desde la línea de base hasta el límite exterior de la plataforma continental. A los efectos de reconocer la singularidad de estos proyectos respecto de sus mayores riesgos y complejidad de operación, el presente Capítulo establecerá beneficios adicionales para proyectos que involucren explotación Costa Afuera en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre la alta y la baja marea, supere la cantidad de metros que establezca la reglamentación.

ARTÍCULO 60.- Los titulares de las importaciones de bienes de capital de proyectos Costa Afuera que cuenten con Declaración de Aprobación Técnico-Económica del Proyecto por parte de la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo, que no registren oferta nacional en los términos que defina el MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO con aprobación del Consejo y sean destinados a la realización de actividades de exploración y/o explotación en la plataforma continental o en el mar territorial, serán beneficiarios de un bono de Crédito Fiscal aplicable contra otros impuestos a pagar ante la AFIP, en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación. El porcentaje específico será calculado de acuerdo a los derechos, aranceles y otros gravámenes a la importación que hubieren abonado, dependiendo del grado de complejidad de la operación:

- a) CUARENTA POR CIENTO (40 %) si es bajo,
- b) SESENTA POR CIENTO (60 %) si es medio, o
- c) OCHENTA POR CIENTO (80 %) si es alto.

CAPÍTULO 6.- Requisitos e Incentivos Adicionales para Proyectos de Inversión de Pequeñas Empresas en Cuencas con Producción Convencional en proceso de declinación productiva.

ARTÍCULO 61.- Los Proyectos de Inversión de exploración y explotación de petróleo de pequeñas empresas hidrocarburíferas, o desarrollados en áreas marginales, localizados en Cuencas con Producción Convencional exclusiva en proceso de declinación productiva, podrán acceder al tratamiento diferencial previsto en el presente Capítulo y utilizar los siguientes beneficios e incentivos adicionales, en los términos que establezcan la reglamentación y el convenio marco específico que cada provincia acuerde con el Gobierno Nacional:

a) reducción en hasta el SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) de los montos mínimos de inversión exigidos para los Proyectos especiales en el inciso e) del artículo 45;

b) incremento en hasta el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de los plazos mínimos de inversión establecidos para los Proyectos especiales en el inciso e) del artículo 45;

c) amortización en DOS (2) cuotas anuales, iguales y consecutivas, cuando se trate de bienes a los que se refiere el literal i) del inciso a) del artículo 49, o para inversiones en construcciones y de infraestructura, en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la estimada en los términos del beneficio mencionado en el literal ii) del inciso a) del artículo 49;

d) aumento a DOS COMA DOS (2,2) del coeficiente definido en el inciso b) del artículo 49 de esta ley, que multiplica al factor de agotamiento calculado conforme al artículo 78 de la Ley del Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones;

e) un bono de crédito fiscal, equivalente en hasta el SESENTA POR CIENTO (60%) de los conceptos mencionados en el segundo párrafo del artículo 51 de esta ley, el que podrá ser utilizado de conformidad a lo allí dispuesto, en los términos que defina la reglamentación.

La Autoridad de Aplicación podrá, con aprobación del Consejo de Inversiones Hidrocarburíferas definido en el artículo 41 de esta ley y según lo que determine la reglamentación, otorgar los incentivos previstos en este artículo a las empresas solicitantes de acuerdo a lo que establezca el convenio marco aprobado por la ley provincial correspondiente que la provincia en cuyo territorio se desarrolle la actividad haya firmado con el Gobierno Nacional.

TÍTULO VI PROGRAMA DE APOYO A LA SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA (PASE)

ARTÍCULO 62.- Los Proyectos que se presenten a efectos de ser evaluados para su aprobación dentro del REPPH previsto en esta ley deberán incluir un plan asociado a la sustentabilidad energética, entendido en términos de promoción de proyectos que

impulsen la diversificación de la matriz energética argentina o promuevan una mayor eficiencia energética en el proceso productivo, incluyendo estrategias productivas que involucren la creciente incorporación de inversión en investigación y desarrollo tecnológico dentro de las firmas del sector.

ARTÍCULO 63.- Los Proyectos que cuenten con un plan de sustentabilidad energética aprobado en el PASE podrán incrementar en hasta un DIEZ POR CIENTO (10%) los beneficios que se hubiesen obtenido en el REPPH por aplicación de los artículos 49, 51 y 57, en los términos que definan la reglamentación y las normas complementarias que establezca la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo.

Para acceder a estos mayores beneficios, los Proyectos del REPPH deberán contar con un plan de sustentabilidad energética aprobado por la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo.

ARTÍCULO 64.- Créase el Fondo para la Sustentabilidad Energética (FSE), a constituirse con los recursos aportados por no menos del CINCO POR CIENTO (5%) de la recaudación federal adicional proveniente de los derechos de exportación aplicables al VEB del RGPP y de los derechos de exportación aplicables a las exportaciones generados por Proyectos del REPPH, en los términos que decida la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo.

El FSE tendrá como fin diseñar e implementar acciones orientadas al desarrollo de proyectos vinculados a la sustentabilidad energética, a la inversión en investigación y desarrollo y a toda operación tendiente al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas referidos a cuestiones energéticas y de infraestructura.

ARTÍCULO 65.- El Fondo será administrado por el Consejo creado en el artículo 41 de esta ley, pudiendo este realizar acuerdos y/o convenios con Universidades Nacionales e instituciones públicas del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación previsto en la Ley N° 25.467, para la realización de estudios e informes, priorizando para la ejecución de los proyectos a la firma Integración Energética Sociedad Anónima (IEASA) y a cualquier otra empresa del sector hidrocarburífero que tenga participación estatal mayoritaria o sea una sociedad anónima bajo injerencia estatal.

ARTÍCULO 66.- El Administrador del Fondo tendrá como prioridad el financiamiento de un Programa Sectorial de Impulso a la inversión en investigación y desarrollo (I+D), promoviendo laboratorios de innovación y desarrollo en las empresas del sector o la creación de sociedades anónimas mixtas de tecnología para la diversificación energética, que sean cofinanciadas, en los términos que se establezcan en la reglamentación.

TÍTULO VII
PROGRAMA DE APOYO AL EMPLEO HIDROCARBURÍFERO CON
PERSPECTIVA DE GÉNERO
(PAEHPG)

ARTÍCULO 67.- Créase el Fondo Hidrocarburífero para el Empleo con Perspectiva de Género (FHEPG), a constituirse con los recursos aportados por no menos del DOS POR CIENTO (2%) de la recaudación federal adicional proveniente de los derechos de exportación aplicables al VEB del RGPP y de los derechos de exportación aplicables a los volúmenes de exportación autorizados en los proyectos del REPPH, en los términos que decida la Autoridad de Aplicación con aprobación del Consejo.

El FHEPG tendrá como fin último diseñar e implementar acciones para promover una mayor inclusión social con perspectiva de género dentro del sector.

ARTÍCULO 68.- El Fondo será administrado por el MINISTERIO DE LAS MUJERES, GÉNEROS Y DIVERSIDAD, quién deberá destinar la totalidad de los recursos del Fondo al financiamiento de un Programa Federal de Desarrollo de Capacidades Hidrocarburíferas con Perspectiva de Género, que otorgará becas de grado, con un estipendio mensual no inferior a un SESENTA POR CIENTO (60%) de un Salario Mínimo Vital y Móvil.

Estas becas estarán destinadas a personas mujeres, trans, travestis, transexuales o transgénero que deseen estudiar las carreras de Ingeniería, Geología, Física e Informática en Universidades Nacionales, que estén vinculadas a las necesidades sectoriales para avanzar en la sustentabilidad y diversificación energética, en los términos que se establezcan en la reglamentación de esta ley.

Transcurridos DOS (2) años de haber sido otorgada la primera beca, el Administrador del Fondo tendrá la facultad de reasignar parte del porcentaje establecido en el presente artículo al fondo de becas para otras carreras universitarias y/o al desarrollo de actividades de concientización de las problemáticas de género en el sector.

ARTÍCULO 69.- Los beneficiarios del REPPH gozarán, respecto de cada una de las nuevas incorporaciones de mujeres, trans, travestis, transexuales o personas transgénero, a la dotación de personal contratado por tiempo indeterminado, de una reducción en sus contribuciones patronales vigentes con destino a los siguientes subsistemas de la Seguridad Social:

- a) Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA), Ley N° 24.241, sus modificatorias y complementarias;
- b) Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados, Ley N° 19.032 y sus modificatorias;
- c) Fondo Nacional de Empleo, Ley N° 24.013 y sus modificatorias;
- d) Régimen de Asignaciones Familiares, Ley N° 24.714 y sus modificatorias.

El beneficio consistirá en:

1. Una reducción del OCHENTA POR CIENTO (80%) de las contribuciones patronales correspondientes a los primeros DOCE (12) meses contados a partir del mes de inicio de la nueva relación laboral, inclusive.

2. Una reducción del CINCUENTA Y CINCO POR CIENTO (55%) de las contribuciones patronales correspondientes a los DOCE (12) meses siguientes a la finalización del período mencionado en el punto 1.

3. Una reducción del TREINTA POR CIENTO (30%) de las contribuciones patronales correspondientes a los DOCE (12) meses siguientes a la finalización del período mencionado en el punto 2.

Quedan excluidas de las reducciones establecidas en el presente artículo las alícuotas adicionales previstas en regímenes previsionales diferenciales o especiales de la Seguridad Social.

Se encuentran comprendidas en las previsiones del presente artículo las personas travestis, trans, transexuales y transgénero, hayan o no efectuado la rectificación registral del sexo y el cambio de nombre de pila e imagen a que refiere el artículo 3° de la Ley N° 26.743.

En los supuestos de nuevas personas trabajadoras contratadas a tiempo parcial en los términos del artículo 92 ter del régimen de contrato de trabajo establecido por la Ley N° 20.744 (t.o. 1976) y sus modificatorias, el beneficio aquí estipulado se reducirá a la mitad.

Quedan comprendidas y comprendidos en estas disposiciones las empleadoras y los empleadores a quienes les resulten de aplicación las disposiciones del Capítulo 3 del Título IV de la Ley N° 27.541 y sus modificaciones.

ARTÍCULO 70.- Las empleadoras y los empleadores gozarán de este beneficio por cada nueva persona trabajadora contratada, a la que se alude en el primer párrafo del artículo 69, si se reúnen, de manera concurrente, las siguientes condiciones:

a) La nueva incorporación debe producir un incremento neto en la nómina de personal respecto del mes inmediato anterior al de la entrada en vigencia de esta ley, el cual será considerado como “período base”;

b) La nueva persona trabajadora debe desempeñar sus tareas en las provincias productoras de hidrocarburos, pertenecientes a la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI); y

c) La nueva persona trabajadora deberá desempeñarse en posiciones jerárquicas y/o de carácter técnicoproductivo, excluyendo tareas administrativas o de servicios complementarios.

A los fines del inciso a) de este artículo, se considerará incremento neto de la nómina de personal al que surja de comparar la cantidad de personas trabajadoras contratadas en el mes devengado en que se imputa el beneficio, con respecto del período base.

La incorporación de la nueva persona trabajadora deberá producir un incremento de la dotación de personal localizada en las provincias mencionadas en el inciso b), y

también en la dotación total de la empleadora o del empleador. En ambos casos, la comparación se realizará respecto del período base establecido en el inciso a).

El beneficio obtenido conforme al artículo 69 caducará cuando el beneficiario deje de estar adherido al REPPH, por finalización del proyecto o incumplimientos que así lo ameriten.

ARTÍCULO 71.- El beneficiario del REPPH no podrá hacer uso del beneficio previsto en el artículo 69 de esta ley con relación a las personas trabajadoras citadas en el primer párrafo de dicho artículo que se encuentren comprendidas en algunas de las siguientes situaciones:

a. Hayan sido declaradas en el Régimen General de la Seguridad Social y luego de producido el distracto laboral, cualquiera fuese su causa, sean reincorporadas por la misma empleadora o el mismo empleador dentro de los DOCE (12) meses, contados a partir de la fecha de la desvinculación.

b. Hayan sido contratadas dentro de los DOCE (12) meses contados a partir del despido sin justa causa o por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor de otra persona trabajadora en relación laboral con la misma empleadora o el mismo empleador.

El plazo previsto en los incisos anteriores rige respecto de los distractos que se produzcan a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta ley.

ARTÍCULO 72.- Quedan excluidas y excluidos del beneficio dispuesto en el artículo 69 de esta ley aquellos beneficiarios que:

a. Figuren en el Registro Público de Empleadores con Sanciones Laborales (REPSAL) creado por la Ley N° 26.940 y sus modificatorias, por el tiempo que permanezcan en ese registro; o

b. Incurran en prácticas de uso abusivo del beneficio establecido en el artículo 69 de la presente ley. Se entiende por “prácticas de uso abusivo” el hecho de producir sustituciones de personal bajo cualquier figura o el cese como empleadora o empleador y la constitución de una nueva figura como tal, ya sea a través de las mismas o distintas personas humanas o jurídicas, así como también cualquier otro supuesto que establezca la AFIP.

La exclusión se producirá en forma automática desde el mismo momento en que ocurra cualquiera de las causales indicadas en el párrafo anterior.

ARTÍCULO 73.- El incumplimiento de las disposiciones contenidas en los artículos 70 y 71 o el acaecimiento de las situaciones indicadas en el artículo 72 de esta ley producirán el decaimiento del beneficio otorgado, debiendo las empleadoras o los empleadores ingresar las contribuciones con destino a la Seguridad Social no abonadas por haberse acogido a la reducción dispuesta en el artículo 69, más los intereses y multas que pudieren corresponder.

El beneficio establecido en el artículo 69 de esta ley es optativo para el beneficiario del REPPH, por lo que la falta de ejercicio de dicha opción a partir del inicio de la nueva relación laboral por tiempo indeterminado obstará a que aquel pueda hacer uso retroactivo del beneficio por el o los períodos en que no lo hubiese gozado.

La opción por el beneficio dispuesto en el artículo 69 no será compatible con reducciones de contribuciones patronales similares previstas en otras normas para las personas trabajadoras a las que alude el primer párrafo del mencionado artículo.

El MINISTERIO DE ECONOMÍA arbitrará la reasignación de los recursos necesarios para que el beneficio establecido en el artículo 69 de esta ley no afecte el financiamiento de la Seguridad Social ni el cálculo correspondiente a la movilidad previsional establecida en el artículo 32 de la Ley N° 24.241 y sus modificatorias.

TÍTULO VIII RÉGIMEN ESPECIAL DE CANCELACIÓN PARA GRANDES INVERSORES HIDROCARBURÍFEROS (RECH)

ARTÍCULO 74.- Los sujetos pasivos de los Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono establecidos en el Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, que hayan invertido en el bienio 2019-2020 más de DÓLARES ESTADOUNIDENSES MIL MILLONES (USD 1.000.000.000) cada año, podrán acogerse al Régimen Especial de Cancelación previsto en el presente Título, exclusivamente en los casos en que sean empresas que refinan, produzcan, elaboren, fabriquen y/u obtengan combustibles líquidos y/u otros derivados de hidrocarburos en todas sus formas, directamente o a través de terceros.

ARTÍCULO 75.- Para acceder y mantener los beneficios del RECH, los sujetos beneficiarios deberán adherir a este régimen y cumplir con las demás condiciones que se definen en el presente Título de la ley.

ARTÍCULO 76.- Establécese, por el término de TRES (3) años contados desde la entrada en vigencia de esta ley, que los sujetos mencionados en el artículo 74 podrán cancelar hasta un importe equivalente al TREINTA POR CIENTO (30%) de sus obligaciones tributarias a vencer dentro del período citado, correspondientes a los Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono, establecidos en el Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, y/o los que en el futuro los complementen o sustituyan, considerando como pago a cuenta un importe equivalente hasta la suma que resulte de multiplicar los quebrantos provenientes de todas sus actividades, acumuladas, no absorbidos, y que resulten compensables a la fecha de sanción de esta ley, determinados conforme lo dispuesto en el artículo 25 de la Ley de impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones, por la alícuota máxima vigente de dicho gravamen en la escala prevista en el inciso a) del artículo 73 de dicha ley, al momento de la adhesión al RECH.

ARTÍCULO 77.- Los quebrantos utilizados conforme lo señalado en el artículo 76 no podrán utilizarse a los fines de lo dispuesto en el artículo 25 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

ARTÍCULO 78.- A los efectos de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 76 de esta ley, solo podrán utilizarse los quebrantos allí mencionados correspondientes a ejercicios fiscales cerrados al 31 de diciembre de 2020, inclusive.

ARTÍCULO 79.- La AFIP queda facultada para dictar las normas aclaratorias y complementarias que fueren necesarias.

TÍTULO IX

RÉGIMEN DE PROMOCIÓN DEL EMPLEO, EL TRABAJO, Y DEL DESARROLLO DE PROVEEDORES REGIONALES Y NACIONALES DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA (RPEPNIH)

CAPÍTULO 1.- Alcance

ARTÍCULO 80.- 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 deban presentar los sujetos alcanzados por el RPEPNIH, así como la aprobación y el seguimiento del cumplimiento de aquellos, incluyendo los requisitos de integración nacional, pudiendo también recomendar a la Autoridad de Aplicación de esta ley, la aplicación de las sanciones previstas en el artículo 109 de esta ley, en caso de incumplimientos.

ARTÍCULO 81.- Estarán alcanzados por las obligaciones establecidas en el presente Título los beneficiarios del RGPP, del RGPGN, del REPPH, del PASE y/o del PAEHPG.

CAPÍTULO 2.- Requisitos

ARTÍCULO 82.- Para acceder y mantener los beneficios del RGPP, del RGPGN, del REPPH, del PASE y/o del PAEHPG establecidos en esta ley, los beneficiarios deberán cumplir simultáneamente con los requisitos específicos de cada Régimen o Programa al que adhiera 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 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 83.- En oportunidad de su acceso al Régimen o a los Regímenes solicitados, los beneficiarios deberán someter 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 84.- A los efectos de adquirir y mantener los beneficios de los distintos regímenes de promoción definidos en esta ley, 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 traten de un Proveedor Regional, y en un CINCO POR CIENTO (5%) cuando se traten 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 impuestos 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 85.- Créase la Comisión de Evaluación y Seguimiento de la Ejecución del RPEPNH, 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 que adhieran a esta ley, 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 deben presentar los beneficiarios, así como el principio establecido en el artículo 82 de esta ley, en los términos que defina su reglamentación.

CAPÍTULO 6.- Fondo para el desarrollo regional

ARTÍCULO 86.- Créase un Fondo Fiduciario para la Ampliación y Diversificación Productiva (FFADP) que se constituirá como un fideicomiso de administración y/o financiero cuyo objeto será el financiamiento del desarrollo, ampliación y diversificación en materia productiva de las provincias productoras de hidrocarburos,

con los alcances y limitaciones previstos en el decreto reglamentario y las normas complementarias que se dicten, aplicándose supletoriamente las normas del Código Civil y Comercial de la Nación.

El Fondo contará con un patrimonio fiduciario integrado por el CINCO POR CIENTO (5%) de la suma de la recaudación federal proveniente de los derechos de exportación aplicables al VEB del RGPP y de los derechos de exportación aplicables a las exportaciones generados por proyectos del REPPH, en los términos que determine la reglamentación.

El contrato de fideicomiso del Fondo será suscripto entre el MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO, en su carácter de Fiduciante, y el administrador fiduciario que se estipule en la reglamentación.

El MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO podrá delegar total o parcialmente su función de Fiduciante en otros organismos que actúen en la esfera de su competencia.

TÍTULO X MODIFICACIONES A LA LEY N° 17.319 Y SUS MODIFICATORIAS

CAPÍTULO 1.- Concesión de almacenamiento subterráneo

ARTÍCULO 87.- Sustitúyese el título de la Sección 3ª de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias por el siguiente: “Concesiones de Explotación y Almacenamiento”.

ARTÍCULO 88.- Incorpórase como artículo 27 quater de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias, el siguiente:

“ARTÍCULO 27 quater.- La concesión de almacenamiento subterráneo otorga a los concesionarios el derecho de almacenar gas natural en espacios y/o instalaciones subterráneas adecuadas, incluyendo el proceso industrial de inyección, depósito y retiro del gas natural. Dicha concesión puede ser otorgada en:

- a) Áreas sujetas a permisos de exploración y/o concesiones de explotación propias.
- b) Áreas sujetas a permisos de exploración y/o concesiones de explotación de terceros, con autorización de estos ante la Autoridad de Aplicación.
- c) Tierras no sujetas a derechos de exploración y/o explotación.

Se podrán conceder concesiones de almacenamiento subterráneo a cualquier sujeto que: (i) cumpla con los requisitos de experiencia técnica y capacidad financiera que fija esta ley y sus normas reglamentarias, (ii) cuente –en su caso– con la conformidad del concesionario de explotación en cuya área se emplace la instalación subterránea que se utilizará para el almacenaje y (iii) se comprometa a construir a su propio costo y riesgo las instalaciones necesarias para llevar adelante la actividad de almacenaje.

El concesionario de explotación goza de prioridad para solicitar una concesión de almacenamiento dentro de los límites de su título. Las concesiones de

almacenamiento serán consideradas títulos independientes respecto de las concesiones de explotación y/o de transporte otorgadas.

Las concesiones de almacenamiento subterráneo serán otorgadas por un plazo de VEINTICINCO (25) años, pudiendo ser prorrogada por hasta DIEZ (10) años adicionales. Vencido el plazo de la concesión de almacenamiento subterráneo o revertida dicha concesión antes de su vencimiento, las instalaciones pasarán al dominio de la autoridad concedente, sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

Las concesiones de almacenamiento subterráneo se registrarán por las condiciones previstas en el título de concesión que otorgue la Autoridad de Aplicación.

La concesión de almacenamiento subterráneo no estará sujeta al pago de regalías.”

ARTÍCULO 89.- Sustitúyese el artículo 29 de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente:

“ARTÍCULO 29. — Las concesiones de explotación serán otorgadas, según corresponda, por el Poder Ejecutivo nacional o provincial, a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho acordado por el artículo 17 cumpliendo las formalidades consignadas en el artículo 22.

El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, podrá además otorgar concesiones de explotación sobre zonas probadas a quienes reúnan los requisitos y observen los procedimientos especificados por la Sección 5 del presente Título.

Esta modalidad de concesión no implica en modo alguno garantizar la existencia en tales áreas de hidrocarburos comercialmente explotables.

El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, asimismo otorgará Concesiones de Explotación No Convencionales de Hidrocarburos de acuerdo a los requisitos dispuestos por los Artículos 27 y 27 bis, y Concesiones de Almacenamiento Subterráneo de acuerdo a los requisitos dispuestos por el artículo 27 quater.”

CAPÍTULO 2.- Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias

ARTÍCULO 90.- Sustitúyese el artículo 97 de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias por el siguiente:

“ARTÍCULO 97.- La aplicación de la presente ley compete a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA o la autoridad que la reemplace en el futuro. La referida SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, o el organismo que la reemplace en el futuro, es Autoridad de Aplicación respecto de los permisos de exploración, las concesiones de explotación, las concesiones de transporte y/o las concesiones de almacenamiento subterráneo que se otorguen respecto de las áreas hidrocarburíferas en el ámbito de su competencia, en materia técnica, de seguridad y ambiental. La SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA es, asimismo, Autoridad Competente en relación con los aspectos técnicos, de seguridad y ambientales de las actividades de producción, transporte,

almacenamiento, comercialización y exportación de GNL que se desarrollen dentro del territorio nacional”.

TÍTULO XI

MODIFICACIONES AL TÍTULO III DE LA LEY N° 23.966, TEXTO ORDENADO EN 1998 Y SUS MODIFICACIONES Y ENTRADA EN VIGENCIA

ARTÍCULO 91.- Las disposiciones de este Título surtirán efectos a partir del primer día del segundo mes inmediato siguiente al de la entrada en vigencia de este Título, inclusive, no siendo de aplicación, a partir del momento en que empiezan a surtir efecto las disposiciones de este Título, lo dispuesto en el tercer párrafo del artículo 148 de la Ley N° 27.430 y sus modificatorias, ni los incrementos en los montos de impuesto fijados en el primer párrafo del artículo 4°, en el inciso d) del primer párrafo del artículo 7° y en el primer párrafo del artículo 11, todos ellos del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, derivados de las actualizaciones a que se refiere el artículo 7° del Anexo del Decreto N° 501 del 31 de mayo de 2018 que no hayan tenido efectos.

Asimismo, no surtirán efectos, para la nafta sin plomo, la nafta virgen y el gasoil, los incrementos en los montos de impuestos citados en el párrafo anterior, derivados de las actualizaciones referidas en el artículo 7° del Anexo del Decreto N° 501/2018, que correspondan aplicar desde la fecha de entrada en vigencia de este Título.

En ningún caso los impuestos liquidados y determinados por aplicación de lo dispuesto en el primer párrafo del Artículo 4°, en el inciso d) del primer párrafo del Artículo 7° y en el primer párrafo del Artículo 11, todos ellos del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, podrán ser inferiores, para cada producto y gravamen, a los montos indicados a continuación:

Producto	Unidad de Medida	Monto mínimo Impuesto sobre los Combustibles Líquidos – Art. 4° primer párrafo (en \$)	Monto mínimo Impuesto sobre los Combustibles Líquidos – Art. 7° primer párrafo inc. d) (en \$)	Monto mínimo Impuesto al Dióxido de Carbono - Art. 11 primer párrafo (en \$)
Nafta sin plomo, hasta 92 RON GRADO UNO (1)	Litro	\$ 20,798		\$ 1,274
Nafta sin plomo, de más de 92	Litro	\$ 20,798		\$ 1,274

RON GRADO DOS (2)				
Nafta sin plomo, de más de 92 RON GRADO TRES (3)	Litro	\$ 20,798		\$ 1,274
GASOIL GRADO UNO (1)	Litro	\$ 12,826	\$ 6,945	\$ 1,463
GASOIL GRADO UNO (2)	Litro	\$ 12,826	\$ 6,945	\$ 1,463
GASOIL GRADO UNO (3)	Litro	\$ 12,826	\$ 6,945	\$ 1,463
KEROSENE	Litro	\$ 16,074	\$ 8,704	\$ 1,833
DIESEL OIL	Litro	\$ 16,074	\$ 8,704	\$ 1,833
SOLVENTE	Litro	\$ 26,064		\$ 1,597
AGUARRÁS	Litro	\$ 26,064		\$ 1,597
GASOLINA NATURAL O DE PIRÓLISIS	Litro	\$ 26,064		\$ 1,597
NAFTA VIRGEN	Litro	\$ 20,798		\$ 1,274
FUEL OIL	Litro			\$ 2,011
COQUE DE PETRÓLEO	Kilogramo			\$ 2,158
CARBÓN MINERAL	Kilogramo			\$ 1,662

ARTÍCULO 92.- Sustitúyese el segundo párrafo del artículo 2° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“Tratándose de productos importados, quienes los introduzcan al país, sean o no sujetos responsables de este gravamen, deberán ingresar con el despacho a plaza un pago a cuenta del tributo, el cual será liquidado e ingresado juntamente con los derechos aduaneros y el impuesto al valor agregado, mediante percepción en la fuente que practicará la AFIP. La alícuota del impuesto aplicable será la vigente en ese momento.”

ARTÍCULO 93.- Sustitúyese el inciso b) del primer párrafo del artículo 3° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“b) Las empresas que refinen, produzcan, elaboren, fabriquen, obtengan y/o comercialicen combustibles líquidos y/u otros derivados de hidrocarburos en todas sus formas, directamente o a través de terceros.

La incorporación de empresas comercializadoras de los productos mencionados en el párrafo anterior como sujetos pasivos estará sujeta a las condiciones que establezca la reglamentación, pudiendo considerarse, entre otros aspectos, el volumen de productos gravados por este Capítulo que se comercialice y la modalidad adoptada para su comercialización, la inscripción del sujeto en el registro correspondiente y la estructura comercial adoptada.”

ARTÍCULO 94.- Sustitúyese el artículo 4° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“ARTÍCULO 4°.- El impuesto a que se refiere el artículo 1° se calculará aplicando a los productos gravados las alícuotas indicadas a continuación:

PRODUCTO	ALÍCUOTA
a) NAFTA SIN PLOMO, HASTA 92 RON GRADO UNO (1)	44,3%
b) NAFTA SIN PLOMO, DE MÁS DE 92 RON GRADO DOS (2)	39,5%
c) NAFTA SIN PLOMO, DE MÁS DE 92 RON GRADO TRES (3)	39,5%
d) GASOIL GRADO UNO (1)	23,2%
e) GASOIL GRADO DOS (2)	23,2%
f) GASOIL GRADO TRES (3)	23,2%
g) KEROSENE	23,2%
h) DIESEL OIL	23,2%
i) SOLVENTE	39,5%
j) AGUARRAS	39,5%
k) GASOLINA NATURAL O DE PIRÓLISIS	39,5%
l) NAFTA VIRGEN	39,5%

La base imponible a tomar en cuenta a los fines de la liquidación del impuesto aplicable a la nafta virgen y a la gasolina natural o de pirólisis, será la correspondiente a la nafta sin plomo, de más de NOVENTA Y DOS (92) RON GRADO TRES (3).

También estarán gravados con el impuesto aplicado a las naftas de más de NOVENTA Y DOS (92) RON GRADO TRES (3), los productos compuestos por una mezcla de hidrocarburos, en la medida en que califiquen como naftas de acuerdo con las especificaciones técnicas del decreto reglamentario, aun cuando sean utilizados en una etapa intermedia de elaboración, tengan un destino no combustible o se incorporen a productos no gravados, excepto cuando sea de aplicación el inciso c) del artículo 7°.

Facúltase al PODER EJECUTIVO NACIONAL a implementar alícuotas diferenciadas para los combustibles comprendidos en los incisos a), b), c), d), e) y f), cuando los productos gravados sean destinados al consumo en zonas de frontera, para corregir asimetrías originadas en variaciones de tipo de cambio. Tales alícuotas se aplicarán para los volúmenes que a tal efecto disponga el PODER EJECUTIVO NACIONAL para la respectiva zona de frontera.

El PODER EJECUTIVO NACIONAL determinará, a los fines de esta ley, las características técnicas de los productos gravados, no pudiendo dar efecto retroactivo a dicha caracterización.

El PODER EJECUTIVO NACIONAL queda facultado para incorporar al gravamen productos que sean susceptibles de utilizarse como combustibles líquidos estableciendo una alícuota similar a la del producto gravado que puede ser sustituido.

En el gasoil, nafta u otro producto gravado que contenga biocombustibles (incluyendoalconafta, gasoilbio, y otras mezclas de combustibles de origen fósil con biocombustibles) el impuesto estará totalmente satisfecho con el pago del gravamen sobre el componente gravado de origen fósil. Los biocombustibles en su estado puro no resultan alcanzados.

El tratamiento previsto en el párrafo anterior para las mezclas con combustibles de origen fósil solo resultará de aplicación en tanto se cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 22 *in fine* de la Ley N° 27.640. De no cumplirse esos requisitos, el impuesto deberá abonarse sobre la totalidad del producto gravado, independientemente de su composición”.

ARTÍCULO 95.- Sustitúyese el artículo 5° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“ARTÍCULO 5° — Facúltase al PODER EJECUTIVO NACIONAL a aumentar hasta en un CINCUENTA POR CIENTO (50%) las alícuotas indicadas en el artículo 4° cuando así lo aconseje el desarrollo de la política económica. Esta facultad podrá ser ejercida con carácter general o regional para todos o algunos de los productos gravados.”

ARTÍCULO 96.- Incorpórase como artículo 6° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, el siguiente:

“ARTÍCULO 6°.- El impuesto de este Capítulo se liquidará aplicando las respectivas alícuotas sobre el precio neto de venta que surja de la factura o documento equivalente a operadores en régimen de reventa en planta de despacho, extendido por los obligados a su ingreso.

A los fines del párrafo anterior se entenderá por precio neto de venta el que resulte una vez deducidos las bonificaciones por volumen y los descuentos en efectivo hechos al comprador por épocas de pago u otro concepto similar, efectuados de acuerdo con las costumbres de plaza, el débito fiscal del Impuesto al Valor Agregado que corresponda al vendedor como contribuyente de derecho, el Impuesto al Dióxido de Carbono y cualquier otro tributo nacional que tenga por hecho imponible la misma operación gravada, siempre que se consignen en la factura por separado de acuerdo con las normas de facturación y registración emitidas por la AFIP y en la medida en que sus importes coincidan con los ingresos que en tal concepto se efectúen al fisco.

Tratándose del Impuesto al Valor Agregado, la discriminación del tributo se exigirá solamente en los supuestos en que así lo establezcan las normas de ese gravamen, correspondiendo en todos los casos cumplir con el requisito de la debida contabilización. El PODER EJECUTIVO NACIONAL será el encargado de establecer las demás precisiones que sean necesarias para la determinación del mencionado precio neto de venta.

Cuando el responsable del impuesto efectúe sus ventas directamente a consumidores finales, ya sea por sí mismo o a través de personas o sociedades que realicen las actividades por cuenta y orden del responsable, sea bajo la modalidad de consignación, provisión de servicios u otras equivalentes, el impuesto será liquidado tomando como base el valor de venta por parte del responsable a operadores en régimen de reventa en planta de despacho, en función al precio promedio ponderado determinado para cada producto gravado y por planta de despacho conforme lo disponga la reglamentación.

En los casos de consumo de combustibles gravados de propia elaboración -con la excepción prevista por los párrafos segundo y tercero del artículo 1° de esta ley- o de transferencia no onerosa de dichos productos, se tomará como base imponible el valor aplicado en las ventas que de esos mismos productos se efectúen a operadores en régimen de reventa en planta de despacho.

En los casos en que, por las modalidades de comercialización de los productos gravados, se presenten controversias para la determinación del valor de venta por parte del responsable a operadores en régimen de reventa en planta de despacho, o este no exista, la AFIP publicará y difundirá los valores de referencia que deberán considerarse a los efectos de la determinación del gravamen por período mensual, conforme a la información y los cálculos que efectúe la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación y/o el organismo competente respecto a los productos indicados en los incisos n) y ñ) del artículo 11 de esta ley.

Cuando el responsable del impuesto efectúe sus ventas por intermedio de o a personas o sociedades que económicamente puedan considerarse vinculadas con aquel en razón del origen de sus capitales, de la dirección efectiva del negocio, del reparto de utilidades, o de otras circunstancias de carácter objetivo, el impuesto será liquidado tomando como base el valor de venta por parte del responsable a operadores en régimen de reventa en planta de despacho, pudiendo la AFIP, en caso de incumplimiento del responsable del impuesto, exigir su pago a esas otras personas o sociedades y sujetarlas al cumplimiento de todas las disposiciones de esta ley.

En las importaciones, la alícuota se aplicará sobre el valor definido para la aplicación de los derechos de importación, al que se le agregarán todos los tributos a la importación o con motivo de ella, excluidos los citados en el segundo párrafo de este artículo. En el momento en que el importador revenda el producto importado deberá tributar el impuesto que corresponda liquidado sobre la base del valor de venta a operadores en régimen de reventa en planta de despacho. En caso de no ser sujeto pasivo del impuesto, deberá tributar como mínimo el que surja al tomar como base imponible el valor de referencia que establezca la AFIP. En todos los casos se computará como pago a cuenta el impuesto ingresado al momento de la importación.

En ningún caso el impuesto de este Capítulo integrará la base imponible a que se refiere el presente artículo.”

ARTÍCULO 97.- Sustitúyese el inciso d) del artículo 7° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“d) Tratándose de los productos indicados en los incisos a), b), c), i), j), k) y l) del artículo 4°, se destinen al consumo en la siguiente área de influencia de la REPÚBLICA ARGENTINA: provincias del Neuquén, La Pampa, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, el Partido de Patagones de la Provincia de Buenos Aires y el Departamento de Malargüe de la Provincia de Mendoza. Para los productos definidos en los incisos d), e), f), g) y h) del artículo 4° que se destinen al consumo en dicha área de influencia, corresponderá una alícuota de DOCE COMA SESENTA POR CIENTO (12,60 %).”

ARTÍCULO 98.- Sustitúyese el segundo párrafo del artículo 7° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“Quienes dispusieren o usaren de combustibles, aguarrases, solventes, gasolina natural o de pirólisis, naftas vírgenes, gas oil, kerosene o los productos a que se refiere el tercer párrafo del artículo 4° para fines distintos de los previstos en los incisos a), b), c) y d) precedentes, estarán obligados a pagar el impuesto que hubiera correspondido tributar en oportunidad de la respectiva transferencia, calculándolo a la tasa vigente a la fecha de esta o a la del momento de consumarse el cambio de destino, y considerando el precio vigente en uno de dichos momentos, de manera tal que la combinación de alícuota y precio arroje el mayor monto de impuesto, con más los intereses corridos desde el primero de esos dos momentos .”

ARTÍCULO 99.- Sustitúyese el artículo 11 del Capítulo II del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“ARTÍCULO 11.- El impuesto establecido por el artículo 10 se calculará con las alícuotas que a continuación se indican para cada producto:

PRODUCTO	ALÍCUOTA
a) NAFTA SIN PLOMO, HASTA 92 RON GRADO UNO (1)	2,4%
b) NAFTA SIN PLOMO, DE MÁS DE 92 RON GRADO DOS (2)	2,4%
c) NAFTA SIN PLOMO, DE MÁS DE 92 RON GRADO TRES (3)	2,4%
d) GASOIL GRADO UNO (1)	2,3%

e) GASOIL GRADO DOS (2)	2,3%
f) GASOIL GRADO TRES (3)	2,3%
g) KEROSENE	2,3%
h) DIESEL OIL	2,3%
i) SOLVENTE	2,4%
j) AGUARRAS	2,4%
k) GASOLINA NATURAL O DE PIRÓLISIS	2,4%
l) NAFTA VIRGEN	2,4%
m) FUEL OIL	1,5%
n) COQUE DE PETRÓLEO	5%
ñ) CARBÓN MINERAL	1,2%

La base imponible a tomar en cuenta a los fines de la liquidación del impuesto aplicable a la nafta virgen y a la gasolina natural o de pirólisis, será la correspondiente a la nafta sin plomo, de más de NOVENTA Y DOS (92) RON GRADO TRES (3).

El PODER EJECUTIVO NACIONAL determinará, a los fines de este Capítulo, las características técnicas de los productos gravados no incluidos en el Capítulo anterior, no pudiendo dar efecto retroactivo a dicha caracterización.

A los efectos de este artículo resultarán también de aplicación las disposiciones del párrafo tercero del artículo 4° del Capítulo I del Título III de esta ley, debiendo entenderse la excepción prevista en la última parte de dicho párrafo, referida al inciso c) del artículo sin número agregado a continuación del artículo 13.

El impuesto de este Capítulo se liquidará aplicando las disposiciones del artículo 6° del Capítulo I, debiendo entenderse la remisión efectuada a los párrafos segundo y tercero del artículo 1° referida a la excepción mencionada en el segundo párrafo del artículo 10. Para los productos indicados en los incisos m), n) y ñ) de la tabla detallada en este artículo, la referencia al precio neto de venta o valor de venta se entenderá dirigida al que surja de la factura o documento equivalente extendido por los obligados al ingreso de este impuesto, pudiendo el PODER EJECUTIVO NACIONAL establecer las demás precisiones que sean necesarias para la determinación del mencionado precio neto de venta o valor de venta.”

ARTÍCULO 100.- Sustitúyese el artículo 13 del Capítulo II del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“ARTÍCULO 13.- El hecho imponible se perfecciona:

- a) Con la entrega del producto, emisión de la factura o acto equivalente, el que fuere anterior.
- b) Con el retiro del producto para su consumo, en el caso de los combustibles referidos, consumidos por el sujeto responsable del pago.
- c) En el momento de la verificación de la tenencia del o de los productos, cuando se trate de los responsables a que se refiere el último párrafo del artículo 12.

d) Con la determinación de diferencias de inventarios de los productos gravados, en tanto no se encuentre justificada la causa distinta a los supuestos de imposición que las haya producido. Tratándose de productos importados, quienes los introduzcan al país, sean o no sujetos responsables de este gravamen, deberán ingresar con el despacho a plaza un pago a cuenta del tributo, el cual será liquidado e ingresado juntamente con los derechos aduaneros y el impuesto al valor agregado, mediante percepción en la fuente que practicará la AFIP. La alícuota del impuesto aplicable será la vigente en ese momento.”

ARTÍCULO 101.- Sustitúyese el segundo párrafo del primer artículo sin número incorporado a continuación del artículo 13 del Capítulo II del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“En el gasoil, nafta u otro producto gravado que contenga biocombustibles (incluyendoalconafta, gasoilbio y otras mezclas de combustibles de origen fósil con biocombustibles) el impuesto estará totalmente satisfecho con el pago del gravamen sobre el componente gravado de origen fósil. Los biocombustibles en su estado puro no resultan alcanzados.

El tratamiento previsto en el párrafo anterior para las mezclas con combustibles de origen fósil solo resultará de aplicación en tanto se cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 22 *in fine* de la Ley N° 27.640. De no cumplirse esos requisitos, el impuesto deberá abonarse sobre la totalidad del producto gravado, independientemente de su composición.”

ARTÍCULO 102.- Sustitúyese el tercer párrafo del artículo 15 del Capítulo III del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el siguiente:

“El importe a computar en cada período fiscal no podrá exceder la suma que resulte de multiplicar la alícuota vigente, que corresponda según el caso, al cierre del respectivo ejercicio por el precio promedio ponderado por litro correspondiente al mismo ejercicio, por la cantidad de litros descontada como gasto en la determinación del impuesto a las ganancias según la declaración jurada presentada por el período fiscal inmediato anterior a aquel en que se practique el cómputo del aludido pago a cuenta.”

ARTÍCULO 103.- Sustitúyese en el artículo 19 del Capítulo IV del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, la frase “para el caso de los productos indicados en los incisos a), b), c), d), e), f), g), h) e i) de la tabla obrante en el primer párrafo del Artículo 11”, por “para el caso de los productos indicados en los incisos a) a l), ambos inclusive, de la tabla obrante en el primer párrafo del Artículo 11.”.

ARTÍCULO 104.- Sustitúyese en el artículo 23 bis del Capítulo IV del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, la expresión “los incisos j), k) y l)”, por “los incisos m), n) y ñ)”.

ARTÍCULO 105.- Elimínase el tercer párrafo del artículo 2° del Capítulo I del Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones.

TÍTULO XII DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

CAPÍTULO 1.- Autoridad de Aplicación

ARTÍCULO 106.- La Autoridad de Aplicación de esta ley será la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

La SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, o la autoridad que la reemplace en el futuro, será también la Autoridad de Aplicación competente en relación con las actividades de producción, transporte, almacenamiento, comercialización y exportación del Gas Natural Licuado (GNL).

CAPÍTULO 2.- Transición de regímenes de promoción pre-existentes

ARTÍCULO 107.- A partir de la entrada en vigencia de esta ley no serán admitidos nuevos beneficiarios de los Regímenes de Promoción de Inversiones para el sector hidrocarburífero vigentes en materia de regulación cambiaria y regímenes de exportación e incentivos a la producción.

Los beneficiarios actuales de tales regímenes deberán optar dentro del plazo de CIENTO OCHENTA (180) días corridos de aprobada la reglamentación de esta ley y en los términos que esta establezca, por continuar en ellos o acceder a los beneficios establecidos en esta norma. De no hacerlo, se considerará que no optan por los beneficios de esta ley.

Los beneficiarios que opten por acceder a los beneficios establecidos en esta norma podrán obtener adicionalmente:

- i) una línea base de producción de petróleo crudo inferior a la utilizada para el cálculo de la producción incremental en el RGPP; y/o
- ii) hasta VEINTE (20) puntos porcentuales adicionales en el porcentaje de AEG de petróleo crudo definido en el RGPP; y/o
- iii) hasta VEINTE (20) puntos porcentuales adicionales de libre disponibilidad de divisas en las exportaciones garantizadas de hidrocarburos líquidos y gaseosos, según lo establecido en los diferentes regímenes previstos en la presente ley en los que participe la beneficiaria; y/o
- iv) un aumento de hasta el VEINTE POR CIENTO (20%) en el valor que la reglamentación defina para el CRA y el CRB utilizados para la estimación de los derechos de exportación aplicables al Volumen de Exportación Beneficiado del RGPP; y/o
- v) beneficios adicionales a los que correspondería a su situación en la presente ley, incluyendo hasta un VEINTE POR CIENTO (20%) de los beneficios que se hubiesen obtenido por aplicación de los artículos 49, 51 y 57.

Los sujetos que optasen por acceder a los beneficios establecidos en esta ley, que tengan reclamos pendientes de resolución en cualquier estadio como consecuencia de regímenes previos de incentivos en materia hidrocarburífera, serán susceptibles de ingresar a un mecanismo de resolución de controversias que respete el principio del esfuerzo compartido.

A tales efectos, la Autoridad de Aplicación podrá proponer, además de las alternativas enumeradas en los apartados i), ii), iii), iv) y v) precedentes, el pago mediante instrumentos de deuda pública que emitirá el PODER EJECUTIVO NACIONAL a su elección y dentro de los límites presupuestarios, los que quedarán sujetos a la suscripción por parte del beneficiario de una carta de adhesión y renuncia, en los términos que disponga la reglamentación. Esta opción no podrá ser utilizada en caso de que el objeto de reclamo se encuentre sujeto a instancia penal.

En todos los casos, las alternativas propuestas por la Autoridad de Aplicación deberán ser elevadas al MINISTERIO DE ECONOMÍA para su aprobación, previa conformidad mediante resolución fundada de la Comisión Asesora que se crea por el presente artículo.

La Comisión Asesora estará integrada por UN (1) o UNA (1) representante de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, UN (1) o UNA (1) representante del citado Ministerio, UN (1) o UNA (1) representante de la SINDICATURA GENERAL DE LA NACIÓN y por UN (1) o UNA (1) representante de la PROCURACIÓN DEL TESORO DE LA NACIÓN; quienes deberán tener rango no inferior a Subsecretario o Subsecretaria.

Como condición imprescindible para acceder a cualquiera de los beneficios adicionales enumerados en el presente artículo, los beneficiarios deberán renunciar expresamente a toda pretensión, acción y/o derecho en torno a reclamos relacionados con los regímenes anteriores, en cualquier instancia administrativa, prejudicial y/o judicial en que se encuentren. Los beneficios adicionales obtenidos permanecerán inalterables en tanto los beneficiarios cumplan con las obligaciones a su cargo.

Los beneficiarios de regímenes de promoción generales, no exclusivos del sector hidrocarburífero, que por lo tanto no resulten alcanzados por el presente artículo, no podrán acumular beneficios de la misma naturaleza entre distintos regímenes de promoción, debiendo renunciar a los obtenidos en tales regímenes, o a cualquier pretensión de obtenerlos, para poder adherir a los que se establecen en esta ley.

CAPÍTULO 3.- Incumplimientos y sanciones

ARTÍCULO 108.- A los efectos de esta ley, constituirán incumplimientos sancionables las siguientes infracciones, con las especificidades que establezca para cada régimen la Autoridad de Aplicación:

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 en la reglamentación correspondiente, 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 y/o de inyección al sistema en términos de la curva de producción comprometida;
- e) Incumplimiento de la inversión comprometida para los proyectos beneficiados o sus eventuales modificaciones aprobadas por la Autoridad de Aplicación;
- f) Incumplimiento del RPEPNIH, en los términos que se establece en el Título IX de la presente norma;
- g) Abandono o retraso grave en el desarrollo de los proyectos beneficiados; e
- h) Incumplimiento material de cualquiera de las demás disposiciones y requisitos establecidos en esta ley y los que se incorporen en su reglamentación y en las normas complementarias que dicte la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 109.- El incumplimiento de las disposiciones de esta ley, de las de su reglamentación y/o de las establecidas en las normas complementarias que dicte la Autoridad de Aplicación, dará lugar al inicio de las actuaciones administrativas y/o judiciales correspondientes, de conformidad con las normas que emita la Autoridad de Aplicación, la que podrá aplicar cualquiera de las siguientes sanciones, según la gravedad de la infracción, el daño producido, así como la existencia de situaciones de reincidencia, considerando que las infracciones son de carácter objetivo, sin considerar la culpa o el dolo:

- a) Advertencia o apercibimiento;
- b) Multa de entre MIL (1.000) y CIEN MIL (100.000) veces el Precio Internacional del Crudo (PIC) definido en el RGPP de esta ley;
- c) Suspensión de los beneficios derivados del acogimiento al régimen respectivo por un plazo máximo de DIEZ (10) años. Mientras esté vigente la suspensión, el beneficiario suspendido deberá cumplir las normas generales aplicables a quienes no cuenten con los beneficios previstos en el régimen correspondiente;
- d) Establecimiento, según corresponda, de las penalidades establecidas en el punto 50 del Anexo del Decreto N° 892/20;
- e) Caducidad de los beneficios otorgados al momento de la comisión de la infracción y la obligación de devolver de manera actualizada todos los beneficios acumulados indebidamente adquiridos, según defina la Autoridad de Aplicación;
- f) Inicio de acciones legales en concomitancia con algunas de las penalidades previamente definidas, cuando la gravedad del incumplimiento así lo requiriere.

ARTÍCULO 110.- No podrán inscribirse a los distintos regímenes previstos en esta ley:

a. Las personas humanas y/o jurídicas cuyos representantes o directores o directoras hubiesen sido condenados o condenadas por cualquier tipo de delito no culposo, 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 concederles los beneficios 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 impuestos, 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 hasta su resolución o sentencia firme, cuando así lo dispusiera la Autoridad de Aplicación, teniendo en cuenta la gravedad del delito o infracción imputados.

CAPÍTULO 4.- Otras disposiciones complementarias

ARTÍCULO 111.- Establécese que los beneficiarios deberán informar mensualmente a la Autoridad de Aplicación, en carácter de Declaración Jurada, el nivel de producción de hidrocarburos del mes inmediato precedente por cada área de concesión, en los términos que se definan en la reglamentación.

CAPÍTULO 5.- Adhesión de las provincias y contribuciones subnacionales a los regímenes de promoción

ARTÍCULO 112.- Invítase a las Provincias a adherir a esta ley. A tal efecto, deberán expresar fehacientemente, a través de la ley provincial correspondiente, su adhesión a la presente ley e invitar expresamente a los departamentos y municipios de sus respectivas jurisdicciones involucradas en la producción hidrocarburífera, a dictar las normas pertinentes en igual sentido.

CAPÍTULO 6.- Disposiciones finales

ARTÍCULO 113.- EI PODER EJECUTIVO NACIONAL reglamentará esta ley dentro de los NOVENTA (90) días desde su publicación.

ARTÍCULO 114.- Las disposiciones de esta ley entrarán en vigencia con su reglamentación, a excepción de lo dispuesto en los Títulos VIII y XI que entrarán en vigencia con la publicación de la presente ley.

ARTÍCULO 115.- Comuníquese al PODER EJECUTIVO NACIONAL.