



INFORME PROYECTO DE LEY
RÉGIMEN DE PROMOCIÓN DE
INVERSIONES
HIDROCARBURÍFERAS

Diciembre de 2021

Director General
Marcos Makón

Director de Análisis Fiscal Tributario
Carlos Guberman

Consultor
Ignacio Barousse

20 de diciembre de 2021

ISSN 2683-9598

Índice de contenidos

1. ANALISIS GENERAL DEL PROYECTO DE LEY	5
1.1 Objetivos del Proyecto de Ley	5
1.2 Estructura del proyecto de ley	6
1.3 Actividades comprendidas.....	7
1.4 Regímenes y programas de promoción	7
Regímenes generales de Promoción:.....	7
Regímenes particulares de promoción:.....	7
Programas de apoyo específico:.....	8
Modificaciones a leyes relevantes.....	8
1.5 Incentivos.....	8
“Programa de Apoyo a la Sustentabilidad Energética” (PASE).....	8
“Programa de Apoyo al Empleo Hidrocarburífero con Perspectiva de Género” (PAEHPG).....	9
“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).....	9
2. IMPACTO FISCAL	11
2.1 Derechos de exportación y Exportaciones Garantizadas.....	11
2.1.1 Autorización de Exportaciones Garantizadas	11
2.2 Cesión de áreas.....	16
2.3 Incentivo RECH.....	18
2.4 Incentivo RGPGN.....	18
2.5 Otros incentivos.....	19
2.6 Comentarios al régimen de incentivos:.....	19
2.6 Incentivos Programas REPPH, RPPBP y PASE	20
Premisas utilizadas:.....	20
Anexo 1 - Evolución de los derechos de exportación para el petróleo crudo.....	28
Anexo 2 - Declaración de impuesto a las ganancias YPF SA.....	31

Índice de cuadros

Cuadro 1: Estimación de impacto fiscal del proyecto de ley	3
Cuadro 2: Resumen del proyecto de Ley.....	6
Cuadro 3: Beneficios establecidos en el proyecto de ley	9
Cuadro 4: Producción de petróleo crudo por grupo de empresa.....	13
Cuadro 5: Participaciones en la producción de petróleo actual e incremental	14
Cuadro 6: Precios del petróleo. Período 1993 - 2021.....	15
Cuadro 7: Estimación de impacto fiscal de los beneficios por Derechos de Exportación diferenciales.....	16
Cuadro 8: Impacto fiscal de los incentivos promocionales	20
Cuadro 9: Alícuotas impositivas propuestas.....	21
Cuadro 10: Monto mínimo Impuesto sobre los Combustibles Líquidos	22
Cuadro 11: Impuestos a los combustibles y precios en surtidor en distintos escenarios	23
Cuadro 12: Impacto impuestos a los combustibles sobre precio en surtidor (mar 18-nov 21).....	24
Cuadro 13: Variación en los precios de los combustibles observada y contra fáctico.....	25
Cuadro 14: Cálculo impuestos a los combustibles sistema actual y proyecto de ley.....	25

Valores sin considerar efecto biocombustibles y zona exenta	25
Cuadro 15: Factores de ajuste de impuestos por corte biocombustibles, zona exenta y atribución reducción PEN (-10%)	25
Cuadro 16 Cálculo Recaudación Impuestos a los Combustibles Gasoil y Naftas Año 2022.....	26

Resumen Ejecutivo

El Poder Ejecutivo Nacional presentó ante el Honorable Congreso de la Nación un Proyecto de Ley titulado “Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas” (en adelante Proyecto de Ley).

En el mensaje que acompañó la presentación de la iniciativa, se señala que el proyecto presentado “forma parte de una política nacional enmarcada en la necesidad de garantizar la energía necesaria para el abastecimiento de la demanda interna, la sustitución de importaciones y la generación de mayores saldos exportables, en un contexto de transición energética a escala global, impulsada por las consecuencias del cambio climático y las posibilidades que promueven diversos avances tecnológicos”.

Cuadro 1: Estimación de impacto fiscal del proyecto de ley

Resumen costos fiscales estimados año 2022			
Tipo	Medida	Costo fiscal estimado 2022	Supuestos
Impositivos	Modificación Ley 23.966 de Impuestos a los Combustibles	\$9.964 millones	Sistema impositivo vigente: para el cálculo de los impuestos unitarios ajustados por IPC se consideró una inflación interanual del 49% para el año 2022 (base REM OCT. 2021) y la utilización de la facultad del PEN de reducir el ICL en un 10%. Sistema impositivo Proyecto de Ley: para el cálculo de los impuestos unitarios, ad valorem, se consideró un aumento de precios de combustibles en planta de despacho del 59% interanual para el año 2022.
	Exención Impuesto a las Ganancias Cesión Parcial de Áreas	-\$12.664 millones	Se consideran un mínimo de operaciones de cesión de áreas por USD 268 millones en el año 2022 (se toma como base las operaciones realizadas por YPF en el año 2020 ajustadas por su participación en el mercado de producción de hidrocarburos del 35%), un valor residual tendiente a cero para las áreas cedidas, una alícuota de impuesto a las ganancias del 35% y un TC de 135,01 \$/usd para el año 2022 (base REM OCT. 21)
	Régimen Especial de Cancelación para Grandes Inversores Hidrocarburíferos	-\$3.100 millones	Activo quebrantos impositivos YPF informado en el balance finalizado el 30/9/2021: \$3.100 millones
Aduaneros	Estabilidad fiscal Derechos de exportación 8%	-\$2.600 millones	Se estima que se resigna recaudación por \$1.500 millones adicionales al año en concepto de Derechos de Exportación al petróleo crudo por cada punto de alícuota aplicable, manteniendo el volumen de exportaciones de 2020 (4.007 miles de toneladas de petróleo crudo) a un precio FOB de exportación de 70 usd/bbl. El aumento de los derechos de exportación sumado al incremento en los precios de venta del petróleo crudo en el mercado local permitiría reducir la brecha existente entre los precios de venta en el mercado local y los precios de indiferencia de exportación sin afectar, en promedio, los ingresos de los productores de petróleo crudo
	Cómputo de Bono de Crédito Fiscal sobre Monto de Derechos de Importación de Bienes de Capital pagados	-\$2.101 millones	Se supone la importación de bienes de capital por USD 278 millones en el marco del “Régimen Especial de Promoción para Proyectos de Exploración, Producción, Industrialización, Almacenaje y/o Transporte de Hidrocarburos y Derivados” (REPPH). Eso generaría un crédito fiscal de USD 15,568 millones, equivalente al 40% de los derechos de importación de bienes de capital a los que aplican una alícuota general del 14%. Se considera el 50% de las inversiones totales de la industria hidrocarburífera proyectadas para el año 2022, en función de las inversiones informadas para el año 2021 por USD 5561 millones, califican en el programa PASE.

Fuente: elaboración propia

El presente documento realiza una exposición del contenido del proyecto y una estimación cuantitativa de algunos puntos que poseen impacto fiscal. En particular, se estiman los posibles impactos de las modificaciones al esquema de impuestos a los combustibles que retrotrae la estructura actual de suma fija a un sistema *ad valorem*.

Adicionalmente, se evalúan escenarios de precios y producción para estimar los impactos de los beneficios otorgados a las exportaciones incrementales.

Con todo, el impacto fiscal del Proyecto de Ley dependerá finalmente de numerosas variables, relacionadas con decisiones de las empresas, del sector a nivel nacional, la evolución macroeconómica de Argentina y del mercado hidrocarburífero a escala mundial.

1. ANALISIS GENERAL DEL PROYECTO DE LEY

1.1 Objetivos del Proyecto de Ley

El 15 de septiembre último el Poder Ejecutivo Nacional presentó, ante el Honorable Congreso de la Nación, un Proyecto de Ley titulado “Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas” (en adelante Proyecto de Ley).

En el mensaje que acompañó la presentación de la iniciativa, se señala que el proyecto presentado “forma parte de una política nacional enmarcada en la necesidad de garantizar la energía necesaria para el abastecimiento de la demanda interna, la sustitución de importaciones y la generación de mayores saldos exportables, en un contexto de transición energética a escala global, impulsada por las consecuencias del cambio climático y las posibilidades que promueven diversos avances tecnológicos”.

En el mensaje de presentación del proyecto también se señala que la sustitución de combustibles fósiles por energías renovables es un proceso que demandará décadas y que mientras se avanza en dicho proceso es imprescindible garantizar la energía necesaria para afianzar un crecimiento económico sostenido que repercuta significativamente sobre el empleo, la inclusión social y el nivel de vida de la población. Posteriormente se expresa que en ese contexto el país debe buscar la optimización de la producción hidrocarburífera.

Mas allá de los objetivos declarados y las alusiones a la transición energética, el análisis del contenido del proyecto presentado indica que, el objetivo central de la iniciativa legislativa apunta a fomentar las inversiones en la producción de petróleo y gas natural.

En ese sentido en el artículo 3° del proyecto de ley se señala en primer lugar el objetivo de “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”

El artículo 3° del mencionado proyecto menciona otros objetivos que, analizando los incentivos establecidos, podríamos considerar como secundarios:

- 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 proveedoras 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.

1.2 Estructura del proyecto de ley

El proyecto de ley se compone de 115 artículos distribuidos en 12 títulos que comprenden las disposiciones generales (Título I), el desarrollo de diez Regímenes y Programas de Promoción (Títulos II a XI), y las disposiciones complementarias (Título XII).

Cuadro 2: Resumen del proyecto de Ley

	Título	Art.	Principales conceptos
DISPOSICIONES GENERALES	I	1-6	Se instituye un Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas (RPIH) Se establece en 20 años el plazo de duración del RPIH Se crean 2 regímenes de promoción generales, 2 Especiales y 4 programas de apoyo Se plantan los objetivos de los regímenes y programas Estabilidad tributaria para los beneficiarios de los regímenes (RGPP, RGPGN y REPPH)
REGIMENES GENERALES DE PROMOCION	PRODUCCION PETROLEO (RGPP)	II 6-20	"Régimen General de Promoción de Actividades de Exploración y Producción de Petróleo" (RGPP) Requisito principal: obtener producción incremental de petróleo crudo sobre líneas base Beneficio de Exportación Garantizada: 20% al 50% de la producción incremental Beneficio de estabilidad en materia de derechos de exportación Beneficio libre disposición de divisas: 50% de la exportación garantizada Eximición del impuesto a las ganancias a la renta por cesión parcial de áreas
	PRODUCCION GAS NATURAL (RGPGN)	III 21-32	"Régimen General de Promoción de Actividades de Exploración y Producción de Petróleo" (RGPGN) Requisito principal: participar con compromisos de inyección en los concursos de precios Beneficio contractualización de la producción con un horizonte de tres años (precio y volumen) Beneficio de Exportación Garantizada Beneficio de estabilidad en materia de derechos de exportación. Beneficio libre disposición de divisas: 50% de la exportación garantizada Eximición del impuesto a las ganancias a la renta por cesión parcial de áreas
REGIMENES ESPECIALES DE PROMOCION	EXTRACCION EN POZOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD (RPPBP)	IV 33-40	"Régimen de Promoción de la extracción de Petróleo en pozos de baja productividad" (RPPBP) Requisitos principales: obtener en asociación con terceros recuperadores producción incremental de petróleo en pozos de baja productividad o inactivos. Reducir el impacto respecto de pasivos de la explotación. Se considera que son "terceros recuperadores" a aquellas empresas asociadas con el titular de la concesión para explotar pozos de baja productividad que no sean titulares de medianas o grandes concesiones. Beneficio de poder solicitar operar bajo norma técnica diferencial y unificación de áreas. Beneficios incrementales en hasta 5 puntos porcentuales de las exportaciones garantizadas Los terceros recuperadores podrán deducir gastos adicionales en IG por el equivalente al 50% de los gastos
	PROYECTOS ESPECIALES DE EXPLORACION, PRODUCCION, INDUSTRIALIZACION, ALMACENAJE Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y DERIVADOS (REPPH)	41-51	"Régimen Especial de Promoción de Proyectos de Hidrocarburos" (REPPH) Requisito principal: proyectos autorizados por la autoridad que cumplan con inversiones mínimas: Exploración y sísmica: + USD6MM / Industrialización en cuenca de origen: +USD 10MM Infraestructura logística HC: + USD30MM / Infraestructura GNL mediana escala: +USD 50MM Producción HC Costa Afuera: + USD100MM / Industrialización y transporte HC: +USD 300MM Producción no convencional: + USD300MM/año / Producción conjunta petróleo y gas: +USD 200MM/año Beneficios generales: libre disponibilidad 20% de divisas generadas o libre acceso al MULC Beneficios generales: Reducción de hasta el 50% de los derechos de exportación aplicables Amortización acelerada de bienes muebles (3 cuotas anuales) e infraestructura (50% vida útil). Crédito fiscal por hasta el 50% de los derechos de importación de bienes asociados al proyecto.
		52-58	Beneficios adicionales proyectos integrales superiores a USD 1200 MM para industrializar y exportar gas Se agrega a los beneficios general del REPPH la garantía de utilización de producción de yacimientos dedicados al proyecto de inversión, un crédito fiscal de hasta el 60% de los derechos de impo de bienes asociados al proyecto y la Autorización de exportaciones en firme hasta por un plazo de 10 años.
		59-60	Beneficios adicionales para proyectos de inversión Costa Afuera Crédito fiscal por hasta el 80% de los derechos de importación de bienes asociados al proyecto.
61		Beneficios adicionales para proyectos de inversión de pequeñas empresas en cuencas con declinación Menores requisitos de inversiones y plazos de ejecución establecidos en el REPPH Mayores beneficios en concepto de amortización acelerada Crédito fiscal por hasta el 60% de los derechos de importación de bienes asociados al proyecto.	
PROGRAMAS DE APOYO	SUSTENTABILIDAD ENERGETICA (PASE)	VI 62-66	"Programa de apoyo a la sustentabilidad energética" (PASE) Se crea un fondo fiduciario del 5% VEP del RGPP y REPPH. Los sujetos alcanzados por el REPPH deben presentar un plan de Sustentabilidad energética. Los proyectos que cuenten con un plan de sustentabilidad energética aprobado obtendrán: 10 % adicional de beneficio de amortización acelerada de bienes de uso 10 % adicional de crédito fiscal por derechos de importación susceptible de utilización para pago de impuestos
	EMPLEO CON PERSPECTIVA DE GENERO (PAEHPG)	VII 67-73	"Programa de apoyo al empleo hidrocarburífero con perspectiva de género" (PAEHPG) Se crea un fondo fiduciario del 5% VEP del RGPP y REPPH. El fondo se utilizará para otorgar becas con perspectiva de Género para carreras vinculadas con la actividad Hidrocarburífera Se reducen las contribuciones patronales para las empresas que incorporen la Perspectiva de Género en la composición de sus planteles
	GRANDES INVERSORES (RECH)	VIII 74-79	YPF es la única empresa que invirtió más de USD 1.000.000.000 cada año del bienio 2019-2020 (condición art. 74) YPF dispone de quebrantos por \$41.007 millones al 30/6/2021 y \$81.504 millones al 31/12/2020 siendo la única empresa que podrá acceder al beneficio de utilizar quebrantos como pago a cuenta de impuestos a los combustibles.
	DESARROLLO DE PROVEEDORES REGIONALES Y NACIONALES (RPEPNH)	IX 80-87	"Régimen de promoción del empleo, el trabajo y desarrollo de proveedores de la industria HC" (RPEPNH) Se crea un fondo fiduciario del 5% VEP del RGPP y REPPH. Los sujetos alcanzados por: RGPP, RGPGN, REPPH deben presentar Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales. Adicionalmente deben establecer ciertas condiciones en sus procedimientos de compras con el objetivo de estimular las compras de productos regionales / nacionales.
MODIFICACION EN LEYES	ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO (LEY 17319 - Sec.III)	X 88-90	Incorpora la figura de concesión de almacenamiento subterráneo de gas natural y procesos asociados en áreas o tierras sujetas a permisos de exploración y/o concesiones de explotación propias o de terceros. Las concesiones de almacenamiento subterráneo serán otorgadas por un plazo de 25 años con 10 años de prórroga. La concesión de almacenamiento subterráneo no estará sujeta al pago de regalías.
	IMPUESTO A LOS COMBUSTIBLES (LEY 23966 -Tit.III)	XI 91-105	Modificación del Impuesto a los Combustibles Líquidos (ICL) e Impuesto al Dióxido de Carbono (IDC) Cambia el impuesto en pesos por litro ajustado por IPC por alícuota porcentual del precio de cada combustible Incrementa notablemente facultad del PEN de aumentar monto de impuestos hasta el 50% (hoy hasta 25%).
DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS	XII	106-115	Se establece a la Secretaría de Energía como Autoridad de Aplicación Se establece la Competencia de Secretaría de Energía de la Nación sobre actividades del Gas Natural Licuado (GNL) Se establece que no habrá más planes de incentivos en regulación cambiaria y regímenes de exportación e incentivos a la producción. Se establecen beneficios adicionales para los que ya están en determinados planes de incentivos

Fuente: elaboración propia en base a proyecto de Ley

1.3 Actividades comprendidas

El Proyecto de Ley abarca toda la cadena de valor de la industria del petróleo y el gas.



En el artículo 4° del Proyecto se detallan las actividades promovidas.

- 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.

Si bien todas las actividades de la cadena de valor están incluidas en el Proyecto, el análisis de los incentivos establecidos indica que la principal actividad que se pretende impulsar es la producción de petróleo y gas.

Además de la promoción de las actividades específicas de la cadena de valor también se pretende promocionar la ejecución de obras de infraestructura y prestación de servicios transversales a toda la cadena de valor.

En cuanto a la actividad de comercialización se destaca la intención de sustituir importaciones, promover exportaciones y abastecer el mercado interno.

1.4 Regímenes y programas de promoción

Para alcanzar estos objetivos el proyecto de ley contempla dos regímenes generales de promoción (RGPP y RGPGN), dos regímenes especiales de promoción (RPPBP y REPPH) y cuatro programas de apoyo específico a determinados sectores y empresas (PASE, PAEHPG, RECH, RPEPNIH). Por otra parte, la norma introduce modificaciones al almacenamiento subterráneo de hidrocarburos y a los impuestos a los combustibles (Modificando parcialmente las leyes 17.319 y 23.966).

Regímenes generales de Promoción:

- “Régimen General de Promoción de Actividades de Exploración y Producción de Petróleo” (RGPP)
- “Régimen General de Promoción de Actividades de Exploración y Producción de Gas Natural” (RGPGN).

Regímenes particulares de promoción:

- “Régimen Especial de Promoción de la Extracción de Petróleo en Pozos de Baja Productividad” (RPPBP).

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

Programas de apoyo específico:

“Programa de Apoyo a la Sustentabilidad Energética” (PASE) - ARTICULOS 62 A 66

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

“Régimen Especial de Cancelación para Grandes Inversores Hidrocarburíferos” (RECH-YPF).

“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)

Modificaciones a leyes relevantes

Ley 17319: Modificación regulación almacenamiento subterráneo

Ley 23966: Modificación impuestos a los combustibles.

1.5 Incentivos

Para incentivar las inversiones en las actividades promovidas se establecen distintos beneficios que podríamos clasificar en cuatro grupos.

Impositivos: se establecen tratamientos diferenciales en materia de Impuesto a las Ganancias (amortización acelerada, beneficios por deducción de gastos y eximición de pago de IG por cesión parcial de áreas) y devolución anticipada de IVA.

Aduaneros: se establecen tratamientos diferenciales en materia de derechos de exportación y aranceles de importación.

Acceso a mercados: en el caso del programa RGPP el incentivo principal se basa en garantizar determinados cupos que permiten acceder al mercado de exportación y en el caso del gas natural el incentivo garantiza determinados precios y volúmenes para el abastecimiento del mercado local y cuotas para el mercado de exportación.

Cambiaros: libre disponibilidad de divisas y garantía de acceso al mercado único y libre de cambios (MULC) por los ingresos de determinados volúmenes de comercialización.

Asimismo, se garantiza la estabilidad en materia fiscal por veinte años para los sujetos que resulten alcanzados por el RGPP, el RGPGR y/o el REPPH (artículo 5° del PL).

Por otra parte, se establecen beneficios particulares para los siguientes programas y regímenes:

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

Se crea un fondo fiduciario con recursos aportados por hasta el 5% de los derechos de exportación aplicables al VEB (Volumen Exportable Beneficiado) de los programas RGPP y REPPH.

Los sujetos alcanzados por el REPPH deben presentar un plan de SUSTENTABILIDAD ENERGETICA que, de ser aprobado, adicionalmente podrían obtener:

+10 % adicional de beneficio de amortización acelerada de bienes de uso

+10 % adicional de beneficio de bono de crédito fiscal por derechos de importación susceptible de utilización para pago de impuestos

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

Se crea un fondo fiduciario con recursos aportados por hasta el 2% de los derechos de exportación aplicables al VEB (Volumen Exportable Beneficiado) de los programas RGPP y REPPH.

Se reducen contribuciones patronales para las empresas que incorporen perspectiva de género en la composición de sus planteles.

El artículo 69 establece que 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 según el siguiente esquema:

Para el primer año a partir de la contratación: reducción del 80% de las contribuciones

Segundo año: reducción del 55% de las contribuciones.

Tercer año: reducción del 30% de las contribuciones.

“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).

Se crea un fondo fiduciario con recursos aportados por hasta el 5% de los derechos de exportación aplicables al VEB (Volumen Exportable Beneficiado) de los programas RGPP y REPPH.

Los sujetos alcanzados por: RGPP, RGPGN, REPPH deben presentar Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales.

Los beneficiarios del RGPP, RGPGN, REPPH deben establecer ciertas condiciones en sus procedimientos de compras con el objetivo de estimular las compras de productos regionales / nacionales.

Cuadro 3: Beneficios establecidos en el proyecto de ley

	INCENTIVOS REGIMENES PROMOCIONALES				
	RGPP	RGPGN	RPPBP	REPPH (1,2,3)	PASE
Beneficios / Incentivos	Línea Base producción incremental: máximo entre 2019, 2020, 12 meses entre 05-2020 y 04-2021.	Esquema Plan Gas Ar vigente. Se prevé que el volumen agregado comprometido sea mayor a la inyección media de 2020 para beneficios adicionales.	Se establece en asociación con terceros recuperadores cuya actividad principal radique en Argentina. Posibilidad de unitizar áreas adyacentes	Prevé un esquema de beneficios para proyectos especiales. Se crea Consejo ad hoc que aprobará los proyectos presentados	Los proyectos de REPPH deberán incluir un plan de sustentabilidad energética y aquellos que el PASE apruebe contarán con beneficios adicionales
Exención Impuesto a las Ganancias Cesión Parcial de Áreas	Cedente debe mantener al menos 10%. Requiere producción incremental en los 12 meses subsiguientes.	Cedente debe mantener al menos 10%. Requiere producción incremental en los 12 meses subsiguientes.			

	INCENTIVOS REGIMENES PROMOCIONALES				
	RGPP	RGPGN	RPPBP	REPPH (1,2,3)	PASE
Cómputo del 50% adicional de gastos deducibles en el impuesto a las ganancias			Los terceros recuperadores podrán deducir el 50% adicional de los gastos deducibles computados en el IG primeros 5 años.		
Amortización Acelerada de Bienes de Uso en el Impuesto a las Ganancias (financiero)				Se prevé en 3 cuotas anuales para bienes muebles, reducción 50% vida útil construcciones e infraestructura y duplicación de la curva de agotamiento.	10 % adicional de beneficio de amortización acelerada de bienes de uso.
Devolución Anticipada de IVA de Bienes de Capital (financiero)				Devolución al mes para inversiones de bienes de capital.	
Aduaneros					
Reducción de Derechos de exportación	Para el VEB será entre 0 y 8% en función del precio internacional. La alícuota del VEB de derivados será menor en función a cálculo determinado.	Para las autorizaciones de exportaciones en firme beneficiadas será entre 0 y 8%. La alícuota de productos derivados será menor en función a cálculo determinado.		Reducción de derechos de exportación conforme el valor agregado del proyecto (25 o 50% de reducción).	
Cómputo de Bono de Crédito Fiscal sobre Monto de Derechos de Importación de Bienes de Capital pagados				Serán del 40%, 50%, 60% u 80% de los derechos de importación de bienes de capital nuevos aplicados a los proyectos y será utilizable para el pago de impuestos de los proyectos beneficiados.	10 % adicional de beneficio de bono de crédito fiscal por derechos de importación susceptible de utilización para pago de impuestos.
Mayor plazo Importación Temporal de Bienes de Capital				6 años para bienes destinados a la explotación de petróleo y gas.	
Acceso a mercados					
Autorizaciones de Exportación	VEB (Volumen Exportable Beneficiado) y será el 20% de la producción incremental con posibilidad de aumentar en ciertos casos. 10% adicional para quienes no declinen en crudo convencional y 10% adicional para quienes aumenten producción más del 50%.	Autorizaciones de exportaciones en firme para adjudicatarios del Plan Gas Ar. Exportaciones en firme adicionales por el volumen agregado. Exportaciones en firme para Yacimientos sin acceso al mercado interno.	Beneficio de autorizaciones de exportación garantizadas para los beneficiarios adheridos al RGPP de 2 a 5% adicional		
Precio del Gas Local		Precio mínimo igual al precio adjudicado, con posibles revisiones			

	INCENTIVOS REGIMENES PROMOCIONALES				
	RGPP	RGPGN	RPPBP	REPPH (1,2,3)	PASE
Cambiaríos					
Libre Disponibilidad de Divisas	Será del 50% del VEB y habrá beneficio adicional hasta del 10% extra proporcional a las ventas al mercado interno.	Será del 50% de las autorizaciones de exportaciones en firme y habrá beneficio adicional del 10% por cobertura del mercado interno.	Será del 2% al 5% adicional sobre el VEB de los beneficiarios adheridos al RGPP	Será del 20% de las autorizaciones de exportaciones otorgadas o libre acceso al MULC en caso de no haber exportaciones, con ciertas limitaciones, topes y/o adicionales.	

(1) Los beneficios no son acumulables con los correspondientes al RGPP, RGPGN y RPPBP

(2) Prevé beneficios adicionales de libre disponibilidad de divisas como para autorización de exportaciones para proyectos de petróleo y gas natural asociados

(3) Prevé beneficios especiales para Grandes Proyectos de Gas Natural que superen los USD 1.200 Millones de inversión

Fuente: elaboración propia en base a Proyecto de Ley

2. IMPACTO FISCAL

El impacto fiscal del Proyecto de Ley dependerá finalmente de numerosas variables, relacionadas con decisiones de las empresas del sector a nivel nacional, la evolución macroeconómica de Argentina y del mercado hidrocarburífero a escala mundial. En esta sección se aportan algunos elementos para una aproximación al tema en cuestión.

2.1 Derechos de exportación y Exportaciones Garantizadas

El objetivo más relevante del proyecto de ley presentado, como ya se enunciara, es el de aumentar la producción de hidrocarburos para el autoabastecimiento y la generación de saldos exportables. En este sentido, la norma plantea un nuevo esquema de Derechos de Exportación sobre este sector, lo que podría generar impactos fiscales.

2.1.1 Autorización de Exportaciones Garantizadas

Si el principal objetivo es el de aumentar la producción, el principal incentivo que establece el proyecto de ley es el de garantizar que determinado volumen de la producción incremental alcanzada por imperio de la presente norma. Podrá ser exportado, tal como se señala en el primer párrafo del artículo 11:

ARTÍCULO 11.- Los beneficiarios y las beneficiarias 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 y dichas beneficiarias al mercado interno.

El porcentaje de Autorizaciones de Exportaciones Garantizadas (AEG) podría incrementarse cuando exista producción de petróleo agregada según lo indicado en el artículo 11.

Cuando exista producción incremental agregada, el porcentaje de esa producción incremental individual que cada beneficiario o beneficiaria 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 o beneficiaria 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 o beneficiaria 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 o beneficiaria a nivel individual serán de, al menos, el CINCUENTA POR CIENTO (50 %) de su producción incremental, según determine la Autoridad de Aplicación.

Adicionalmente el artículo 12 señala que 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.

Por otra parte, el artículo 13 del proyecto señala que 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 y beneficiaria en la cantidad de puntos porcentuales equivalente a una décima parte (1/10) de la CMIPC alcanzada por el beneficiario o la beneficiaria, según calcule la Autoridad de Aplicación, en los términos que se establezcan en la reglamentación de esta ley.

Para el cálculo de la producción incremental el proyecto de ley establece dos líneas base diferentes:

- Línea base general para todos los productores de petróleo crudo:

ARTÍCULO 8° Se define como Línea Base a la producción total de petróleo crudo por beneficiario o beneficiaria 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.

- Línea base particular:

De acuerdo al estado actual del sector, podría aplicar únicamente a las empresas PAE e YPF (únicas empresas que pueden integrar en sus complejos de refinación más del 60% de la producción con crudos de densidad inferior a 30 grados API).

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 hidrocarburíferos, a los efectos de lo dispuesto en los incisos a), b) y c) del artículo 11 de esta ley.

En el Cuadro 4 se muestran estimaciones sobre el cálculo de la producción incremental tomando como línea base la producción del año 2019, ajustada en un 15% para los productores integrados (YPF-PAE) de crudo pesado (menor a 30°API).

Allí se observa que la producción de septiembre de 2021 es mayor a la producción del año 2019 y teniendo en cuenta que las empresas YPF y PAE obtienen el beneficio de reducir la línea base en un 15% para la producción de crudo pesado, de mantenerse los niveles actuales de producción ya existirían Autorizaciones de Exportaciones Garantizadas (AEG).

Por otra parte, por medio del artículo 15 y 16 se indica que las AEG se denominarán Volumen Exportable Beneficiado (VEB) y que podrán utilizarse para exportar productos derivados.

En el Cuadro 5 se muestra la participación en la producción de petróleo crudo de cada grupo de empresas y la producción incremental de acuerdo a las fórmulas definidas por la normativa, suponiendo que se mantienen los niveles de producción verificados en el mes de septiembre de 2021.

Cuadro 4: Producción de petróleo crudo por grupo de empresa

Producción de Petróleo año 2019 (mayor producción entre 2019/2020/may20-abr21)			
m3/día	Crudo menos 30 API	Crudo más 30 API	Total
YPF	13.819	23.797	37.615
PAE	15.539	1.210	16.750
OTROS	7.155	19.348	26.503
TOTAL	36.513	44.355	80.868
Línea base 2019 con descuento 15% para PAE e YPF (integradas) en crudo pesado			
m3/día	Crudo menor a 30 API	Crudo mayor a 30 API	Total
YPF	11.746	20.227	31.973
PAE	13.208	1.029	14.237
OTROS	7.155	19.348	26.503
TOTAL	32.109	40.604	72.713
Producción incremental suponiendo que se mantiene el nivel de producción de sep. 2021			
m3/día	Línea Base	Producción Sep 21	Producción Incremental
YPF	31.973	39.002	7.029
PAE	14.237	16.155	1.918
OTROS	26.503	27.949	1.446
TOTAL	72.713	83.107	10.393

Fuente: elaboración propia

Las fórmulas de cálculo benefician particularmente a YPF que lograría concentrar el 68% de la producción incremental si planteamos un escenario donde todas las empresas mantienen los niveles de producción.

Cuadro 5: Participaciones en la producción de petróleo actual e incremental

	Producción de Petróleo	Producción Incremental
YPF	46,9%	67,6%
PAE	19,4%	18,5%
OTROS	33,6%	13,9%
TOTAL	100,0%	100,0%

Fuente: elaboración propia

El artículo 17° del Proyecto de Ley determina la fórmula para establecer la alícuota de los derechos de exportación aplicables al VEB:

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.

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 o beneficiarias 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 o la beneficiaria 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 o beneficiarias de este régimen.

La fórmula establecida en el Proyecto de Ley para determinar la alícuota de los Derechos de Exportación que se aplicarán al VEB es similar a la fórmula actualmente vigente para determinar los Derechos de Exportación aplicables al petróleo crudo. No obstante, el Proyecto de Ley fija para las exportaciones incrementales:

- Una alícuota máxima de Derechos de Exportación para el petróleo crudo del 8% cuando el Precio Internacional del Crudo supere un precio de referencia denominado CRA a definir en la reglamentación de la ley.
- Una alícuota del 0% cuando el Precio Internacional del Crudo sea inferior un precio de referencia denominado CRB a definir en la reglamentación de la ley.
- Alícuotas variables entre el 0% y el 8% cuando el Precio Internacional se encuentre entre los precios de referencia CRB y CRA a ser definidos por la autoridad de aplicación.

Cabe señalar que en los últimos 20 años (2002-2021) los precios del petróleo crudo en el mercado local estuvieron desacoplados de los precios internacionales y no reflejaron los precios de indiferencia de exportación¹.

En el Cuadro 6 se exponen los precios del petróleo vigentes en distintos períodos desde la desregulación del mercado petróleo a comienzos de la década del 90.

La falta de reglas claras para la determinación de los precios del petróleo crudo en el mercado local y la errática política en materia de fijación de derechos de exportación impactaron en forma negativa sobre los niveles de producción (ver Anexo 1 para una compilación de cambios en la determinación de los derechos de exportación).

Cuadro 6: Precios del petróleo. Período 1993 - 2021

USD/BBL	PRECIOS CRUDO	Internacional	Mercado local	Exportación	Derechos de exportación	Exportación neto	Alícuota promedio DE
1993-2001	BAJOS	19	18	18	0	18	0%
2002-2007	MEDIOS	47	31	43	9	34	26%
2008-2014	ALTOS	95	59	89	42	47	88%
2015-2021	MEDIOS	56	56	50	2	49	3%
1993-2021	PROMEDIO	52	40	48	10	38	28%
nov-21	ACTUAL	81,5	59,9	75,5	5,6	69,9	8%

Fuente: elaboración propia

Establecer como el principal incentivo en materia de petróleo crudo que 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 al mercado interno resulta una señal de que el mercado de exportación obtendrá mejores precios que el mercado local (sino no tendría sentido fijar cuotas de exportación) y además podría ser insuficiente dado que la mayor parte de la producción estará sometida a precios locales, que actualmente y en los últimos 20 años estuvieron divorciados de los precios internacionales, sobre lo que no se expide el Proyecto de Ley que intenta brindar un marco de estabilidad para los próximos 20 años.

Actualmente el 90% de la producción de petróleo crudo de Argentina (83.107m³/día) se destina al procesamiento en el mercado local (75.174 m³/día) y solamente el 10% se exporta.

El Proyecto de Ley establece que las exportaciones de petróleo estarán alcanzadas, como máximo, por el esquema de Derechos de Exportación (DE) establecidos por el artículo 7° del Decreto N° 488/2020, el cual fija una alícuota máxima del 8%.

Establecer una alícuota máxima del 8% en concepto de Derechos de Exportación, inclusive para precios históricamente elevados de petróleo crudo, podría significar la resignación de importantes niveles de recaudación en concepto de Derechos de Exportación, sobre todo en escenarios de precios elevados, donde resulta factible la aplicación de derechos de exportación adicionales.

A modo de ejemplo, se estima que se resigna recaudación por \$2.600 millones adicionales al año en concepto de Derechos de Exportación al petróleo crudo por cada punto de alícuota aplicable,

¹ Esto es el precio de exportación netos de Derechos de Exportación

manteniendo el volumen de exportación del año 2020 (4.007 miles de toneladas) de petróleo crudo a un precio FOB de exportación de 70 usd/bbl.

Cuadro 7: Estimación de impacto fiscal de los beneficios por Derechos de Exportación diferenciales

Año	Escenarios de producción y Derechos de Exportación			Escenarios Exportaciones Petróleo Crudo MM usd/año			Derechos de exportación (Proyecto de Ley) MM usd/año			Derechos de exportación (Alternativa) MM usd/año			Diferencial Recaudación Derechos Exportación MM usd/año		
	Producción Crudo (m3/día)	Procesamiento Crudo (m3/día)	Exportaciones (m3/día)	Precio exportación (55usd/bbl)	Precio exportación (70usd/bbl)	Precio exportación (85 usd/bbl)	Brent 60 usd/bbl (8%)	Brent 75 usd/bbl (8%)	Brent 90 usd/bbl (8%)	Brent 60 usd/bbl (5%)	Brent 75 usd/bbl (12.5%)	Brent 90 usd/bbl (20%)	Brent 60 usd/bbl (-3%)	Brent 75 usd/bbl (+4.5%)	Brent 90 usd/bbl (+12%)
2022	83.107	75.174	7.933	1.002	1.275	1.548	74	94	115	48	142	258	-27	47	143
2023	85.600	75.174	10.426	1.317	1.676	2.035	98	124	151	63	186	339	-35	62	188
2024	88.168	75.174	12.994	1.641	2.088	2.536	122	155	188	78	232	423	-43	77	235
2025	90.813	75.174	15.639	1.975	2.513	3.052	146	186	226	94	279	509	-52	93	283
2026	93.538	75.174	18.364	2.319	2.951	3.584	172	219	265	110	328	597	-61	109	332
2027	96.344	75.174	21.170	2.673	3.402	4.131	198	252	306	127	378	689	-71	126	383
2028	99.234	75.174	24.060	3.038	3.867	4.695	225	286	348	145	430	783	-80	143	435
2029	102.211	75.174	27.037	3.414	4.345	5.276	253	322	391	163	483	879	-90	161	489
2030	105.277	75.174	30.103	3.801	4.838	5.875	282	358	435	181	538	979	-101	179	544
2031	108.436	75.174	33.262	4.200	5.345	6.491	311	396	481	200	594	1.082	-111	198	601
2032	111.689	75.174	36.515	4.611	5.868	7.126	342	435	528	220	652	1.188	-122	217	660
2033	115.040	75.174	39.866	5.034	6.407	7.780	373	475	576	240	712	1.297	-133	237	720
2034	118.491	75.174	43.317	5.470	6.961	8.453	405	516	626	260	773	1.409	-145	258	783
2035	122.045	75.174	46.871	5.919	7.533	9.147	438	558	678	282	837	1.524	-157	279	847
2036	125.707	75.174	50.533	6.381	8.121	9.861	473	602	730	304	902	1.644	-169	301	913
2037	129.478	75.174	54.304	6.857	8.727	10.597	508	646	785	327	970	1.766	-181	323	981
2038	133.362	75.174	58.188	7.348	9.351	11.355	544	693	841	350	1.039	1.893	-194	346	1.051
2039	137.363	75.174	62.189	7.853	9.994	12.136	582	740	899	374	1.110	2.023	-208	370	1.124
2040	141.484	75.174	66.310	8.373	10.657	12.940	620	789	959	399	1.184	2.157	-222	395	1.198
2041	145.729	75.174	70.555	8.909	11.339	13.769	660	840	1.020	424	1.260	2.295	-236	420	1.275
				92.132	117.259	142.387	6.825	8.686	10.547	4.387	13.029	23.731	-2.437	4.343	13.184

Fuente: elaboración propia

Si se proyectan valores a veinte años, con un crecimiento constante de la producción de crudo del 3% anual, precios de petróleo crudo internacionales de 90 usd/bbl, el diferencial de recaudación por Derechos de Exportación podría ascender a USD 13.000 millones en un período de veinte años. Esto, considerando la alícuota máxima del 8% establecida en el Proyecto de Ley y una hipotética alícuota del 20% (factible de ser aplicada con precios internacionales de 90 usd/bbl).

2.2 Cesión de áreas

Los artículos 20 y 32 del Proyecto de Ley eximen del Impuesto a las Ganancias a la renta que obtengan los beneficiarios del RGPP y RGPGN 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:

- Tengan por objeto compartir o diversificar el riesgo, obtener financiamiento adicional o incorporar nuevos conocimientos o experiencias específicas relevantes.
- El o la cedente continúe participando en la propiedad hidrocarburífera como mínimo en un DIEZ POR CIENTO (10 %).
- El cesionario o la cesionaria 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.

La eximición del impuesto a las ganancias por la cesión parcial de áreas incentiva el desprendimiento parcial de áreas a terceras empresas que deberán 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.

Adicionalmente, disminuye los costos de este tipo de transacciones que, en muchos casos, involucran a áreas que tienen un nulo valor contable y por lo tanto son alcanzadas de lleno por el impuesto a las ganancias por un monto equivalente al valor de la transacción por la alícuota del impuesto a las ganancias.

Este tipo de beneficios podría aplicar por ejemplo a los planes que anunció la empresa YPF en el primer trimestre de 2021 para traspasar la operación áreas secundarias o maduras agrupadas en Neuquén, Mendoza y Tierra del Fuego.²

La cuantificación del impacto fiscal por la eximición del impuesto a las ganancias a la cesión parcial de áreas dependerá finalmente de la cantidad y monto de las operaciones involucradas.

A modo de ejemplificar el impacto de la cesión de áreas sobre el Impuesto a las Ganancias en el año 2020 YPF generó un resultado positivo por \$4.420 millones por la venta del 11% de la participación de YPF sobre el área de Bandurria Sur a Bandurria Sur Investments S.A. (BSI), compañía cuyo paquete accionario está compuesto en un 50% por Shell Argentina S.A. y en un 50% por Equinor Argentina S.A.

La operación mencionada anteriormente consistió en la cesión parcial del 11% del área Bandurria Sur que tiene una superficie de 228 km², lo cual arroja un valor neto de \$4.420 millones por 25,08 km² o 2,87 millones de USD por km² (USD 11.619/acre) considerando un TC de 61,42 \$/USD al 5 de marzo de 2020, fecha de la operación. Solamente la empresa YPF dispone de un total de 4.837 km² en la formación Vaca Muerta.

Si aplicamos una alícuota del 35% sobre el resultado positivo de \$4.420 millones por la cesión del área Bandurria Sur, el impacto del impuesto a las ganancias sobre la operación ascendió a \$1.547 millones en el año 2020 (USD 25,18 millones).

En el mismo año 2020 YPF reportó otra operación por cesión de áreas con un resultado contable positivo \$1.457 millones, incluida en el rubro “Otros resultados operativos, netos”, por la cesión de YPF del 50% de participación en el área y de la operación a Equinor Argentina B.V. Sucursal Argentina. Con fecha 22 de abril de 2020, YPF recibió US\$ 22 millones.

Es decir que solamente por dos operaciones de cesiones de áreas de una empresa se registraron en el año 2020 ganancias contables por \$5.877 millones con un impacto en el Impuesto a las Ganancias de \$2.057 millones considerando una alícuota general del 35% en concepto de impuesto a las ganancias.

² En una conferencia con inversionistas el 5 de marzo de este año el CEO de YPF Sergio Affronti explicó que “Analizamos un grupo de áreas convencionales maduras, tanto de petróleo como de gas, que podrían ser elegibles para una desinversión potencial si concluimos que podrían ser operadas de forma más eficiente por un operador más flexible y de nicho, permitiéndonos asignar nuestros recursos en los activos en los que podemos crear un valor mayor para nuestros accionistas. Seguiremos analizando nuestro portfolio de activos no operativos y no estratégicos y avanzaremos con una potencial monetización si su valuación resulta razonable”.

2.3 Incentivo RECH

En el Título VIII del Proyecto de Ley se dispone un Régimen Especial de Cancelación para Grandes Inversores Hidrocarburíferos (RECH)

Según lo establecido por el Artículo 74 del Proyecto de Ley solamente podrán acogerse a los beneficios del RECH las empresas que refinen, produzcan, elaboren, fabriquen y/u obtengan combustibles líquidos y/u otros derivados de hidrocarburos que sean sujetos del Impuesto a los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono y que hayan invertido en el bienio 2019-2020 más de DÓLARES ESTADOUNIDENSES MIL MILLONES (USD 1.000.000.000) cada año.

Por otra parte, el artículo 76 establece que por el término de TRES (3) años contados desde la entrada en vigencia de la ley, 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 y se considerará como pago a cuenta un importe equivalente hasta la suma que resulte de multiplicar los quebrantos provenientes de todas sus actividades, acumulados, no absorbidos, y que resulten compensables a la fecha de sanción de esta ley, por la alícuota máxima del Impuesto a las Ganancias (35%).

El artículo 78 señala que 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.

Con respecto al análisis de las empresas que potencialmente podrían verse beneficiadas por este artículo es preciso señalar que YPF S.A. es la única empresa argentina sujeta del impuesto a los combustibles que invirtió en el bienio 2019-2020 más de DÓLARES ESTADOUNIDENSES MIL MILLONES (USD1.000.000.000).

De esta forma YPF es la única empresa que podrá acceder al beneficio establecido en el artículo 74 del proyecto de ley consistente en poder cancelar, por el término de tres años, un importe equivalente al 30% de sus obligaciones tributarias correspondientes a los Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono.

YPF al 31 de diciembre de 2020 disponía de un activo de quebrantos por impuesto a las ganancias por \$81.504 millones, monto máximo que podría llegar a tomar la empresa para cancelar obligaciones tributarias por los impuestos a los combustibles líquidos establecidos en la ley 23.966 (ver Anexo 2)

2.4 Incentivo RGPGN

El proyecto de ley, en el título III, establece un Régimen de Promoción de Actividades de Exploración y Producción de Gas Natural (el "RGPGN") al que podrán adherir 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.

A los efectos de obtener y mantener los beneficios del RGPGN, las empresas deberán participar en las Subastas de Gas convocadas por la autoridad de aplicación y cumplir con el 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). El artículo 24, establece que la autoridad de aplicación estimará y publicará anualmente una estimación de la Demanda del Mercado Interno, la Demanda Prioritaria (acorde a la normativa vigente) y la Demanda de Usinas y sobre la base de esas estimaciones deberá promover un horizonte

de contratación de producción de gas natural para abastecer a la Demanda Prioritaria y la Demanda de Usinas para un período de TRES (3) años móviles, con requisitos de inyección adicional para el abastecimiento del resto de la Demanda del Mercado Interno.

A dichos fines 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.

Cada productor deberá cumplir con los compromisos de inyección establecidos en la curva de producción comprometida presentadas en las convocatorias realizadas por la autoridad de aplicación.

2.5 Otros incentivos

Entre los incentivos establecidos se destaca el otorgamiento de autorizaciones de exportación en firme por hasta el plazo remanente contractualizado por medio de las subastas definidas en el artículo 24 del proyecto de ley.

Los beneficiarios que deseen obtener exportaciones en firme por plazos superiores a ese 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 o la beneficiaria 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.

Mediante el artículo 29 se establece que los derechos de exportación aplicables a las autorizaciones de exportación para períodos estivales de verano definidas a partir de las subastas convocadas, establecidas 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, es decir alícuotas máximas del 8%. El resto de las exportaciones estarán alcanzadas por el mismo esquema de derechos de exportación establecidos en el artículo 7° del Decreto 488/20 y sus modificatorias, vigentes al momento de la aprobación de su adhesión al RGPGN, que actualmente también establecen una alícuota máxima del 8%.

El artículo 30 establece el beneficio de libre disponibilidad de divisas correspondiente al 50% de las exportaciones de gas natural en firme para períodos estivales de verano definidas a partir de las subastas convocadas, establecidas en los incisos a) y b) del artículo 25 del Proyecto de Ley.

2.6 Comentarios al régimen de incentivos:

El Régimen de Promoción de Actividades de Exploración y Producción de Gas Natural (el "RGPGN") establecido en el Título III del proyecto de ley institucionaliza con rango de ley muchos de los fundamentos establecidos en El PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO - ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024 (Plan Gas) regulado por el Decreto 892/2020 que se detallan a continuación:

Volúmenes: El Estado ejerciendo rol de planificación del sistema de gas, estimando niveles de oferta y demanda e interviniendo mediante subastas en las transacciones comerciales.

Contratos: El Estado interviniendo en la firma de contratos directos entre productores de gas, por un lado, y la demanda prioritaria (las licenciatarias de distribución y/o subdistribuidoras) y la demanda de usinas térmicas (con CAMMESA), por el otro.

Precios: El Estado interviniendo en materia de precios, por ejemplo, fijando precios topes.

Compromisos de producción: los productores o las productoras deberán comprometerse a lograr una determinada curva de producción.

Exportación: se otorga prioridad para exportar en condición firme a aquellos productores participantes del Programa.

Desde la óptima fiscal es relevante considerar que mediante el proyecto de ley se institucionalizan por un plazo de veinte años los principios fundamentales del Plan Gas Decreto 892/2020, establecido por un período de cuatro años (2020-2024). Este programa tenía en el proyecto de presupuesto 2022 asignada una partida presupuestaria de \$69.248 millones para subsidiar el diferencial existente entre el precio ofertado por los productores en las subastas realizadas en el marco del mencionado decreto, y el precio estimado a pagar por la demanda en función de los cuadros tarifarios.

2.6 Incentivos Programas REPPH, RPPBP y PASE

Los beneficios con respecto a los programas REPPH, RPPBP y PASE dependerán finalmente de las inversiones y gastos incluidos en los proyectos que se aprueben en el marco de dichos programas. A continuación, se exponen los impactos simulando módulos de inversión y gastos por 10.000 millones de pesos bajo determinados supuestos.

Cuadro 8: Impacto fiscal de los incentivos promocionales

En \$

Régimen	Beneficio	Inversión/Gastos	Costo Fiscal Estimado	
REPPH	Amortización Bienes de Capital	10.000.000.000	1.176.374.349	
	Acelerada en Impuesto Construcciones y/o Obras Infraestructura	10.000.000.000	194.181.396	
	a las Ganancias Explotaciones Hidrocarburíferas	10.000.000.000	341.502.746	
	Devolución Anticipada IVA	10.000.000.000	1.332.535.944	
	Crédito Fiscal por Derechos de Importación Bienes de Capital	40%	10.000.000.000	560.000.000
		60%	10.000.000.000	840.000.000
	80%	10.000.000.000	1.120.000.000	
RPPBP	Impuesto a las Ganancias Deducción Adicional 50% de Gastos	10.000.000.000	1.750.000.000	
PASE (beneficios adicionales)	Amortización Bienes de Capital	10.000.000.000	117.637.435	
	Acelerada en Impuesto Construcciones y/o Obras Infraestructura	10.000.000.000	19.418.140	
	a las Ganancias Explotaciones Hidrocarburíferas	10.000.000.000	34.150.275	
	Crédito Fiscal por Derechos de Importación Bienes de Capital	40% + 10% adicional	10.000.000.000	140.000.000
		60% + 10% adicional	10.000.000.000	140.000.000
		80% + 10% adicional	10.000.000.000	140.000.000

Premisas utilizadas:

- Moneda de medición: estimación de Impacto Fiscal medido en \$ de octubre de 2021.
- Financieras
 - Tasa de Descuento Anual 50%
 - Tasa de Descuento Mensual 4%
 - Tipo de Cambio USD 100
- Impositivas y aduaneras
 - Derechos de Importación de Bienes de Capital 14%
 - IVA sobre Bienes de Capital 21%
 - Alícuota Impuesto a las Ganancias 35%

4. Premisas Impositivas

- Asume una curva de agotamiento para las inversiones en explotaciones de hidrocarburos alta los primeros años y en declive años siguientes
- Asume Vida útil bienes de capital en 15 años
- Asume Vida útil construcciones 35 años (plazos de concesiones)
- Asume Vida útil obras de infraestructura 50 años

5. E. Otras premisas

- No contempla los efectos fiscales indirectos (p.e. posible mayor actividad económica generada a partir de las inversiones)
- No se considera posible mayor pago de impuestos provinciales (IIBB, Regalías, etc.), se estiman los costos para el Fisco.
- Asume que todos los beneficiarios cumplen con los requisitos exigidos en cada régimen promocional
- No incluye estimación de costo fiscal del PAEHPG atento a que se asume que es marginal, no significativo

3. MODIFICACION IMPUESTOS A LOS COMBUSTIBLES

El título XI del Proyecto de Ley comprende la modificación del Impuesto a los Combustibles Líquidos (ICL) e Impuesto al Dióxido de Carbono (IDC) establecidos en el Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones.

Cuadro 9: Alícuotas impositivas propuestas

PRODUCTO	ALÍCUOTA ICL	ALÍCUOTA IDC
a) NAFTA SIN PLOMO, HASTA 92 RON GRADO UNO	44,30%	2,40%
b) NAFTA SIN PLOMO, DE MÁS DE 92 RON GRADO DOS	39,50%	2,40%
c) NAFTA SIN PLOMO, DE MÁS DE 92 RON GRADO TRES	39,50%	2,40%
d) GASOIL GRADO UNO	23,20%	2,30%
e) GASOIL GRADO DOS	23,20%	2,30%
f) GASOIL GRADO TRES	23,20%	2,30%
g) KEROSENE	23,20%	2,30%
h) DIÉSEL OIL	23,20%	2,30%
i) SOLVENTE	39,50%	2,40%
j) AGUARRÁS	39,50%	2,40%
k) GASOLINA NATURAL O DE PIRÓLISIS	39,50%	2,40%
l) NAFTA VIRGEN	39,50%	2,40%
m) FUEL OIL		1,50%
n) COQUE DE PETRÓLEO		5,00%
ñ) CARBÓN MINERAL		1,20%

Fuente: elaboración propia en base a proyecto de ley

El proyecto de ley Sustituye el artículo 4 del Capítulo I (ICL) del Título III de la Ley N° 23.966 y el artículo 11 del Capítulo II (IDC) del Título III de la misma ley estableciendo que el impuesto se calculará aplicando, sobre los precios de venta de los combustibles en planta de despacho, las alícuotas determinadas en los siguientes cuadros.

La iniciativa también establece que en ningún caso los impuestos determinados podrán ser inferiores, para cada producto y gravamen, a los montos unitarios actualmente vigentes, que se exponen en el siguiente cuadro:

Se modifica la fórmula de cálculo del Impuesto a los Combustibles pasando de una suma fija en pesos por unidad de volumen, ajustable por IPC con periodicidad trimestral, a la determinación del impuesto a partir de una alícuota aplicable al precio de reventa del combustible en planta de despacho.

Otra modificación relevante es que se amplía la facultad del Poder Ejecutivo Nacional de aumentar aquel gravamen hasta el 50%, mientras que actualmente el PEN lo puede subir hasta el 25%. Por otra parte, se elimina la facultad actual de reducir hasta el 10% los Impuestos a los Combustibles Líquidos. Cabe recordar que en el pasado reciente el Ejecutivo utilizó la potestad de rebajar el Impuestos a los Combustibles en numerosas oportunidades.

Cuadro 10: Monto mínimo Impuesto sobre los Combustibles Líquidos

Producto	Unidad de Medida	ICL (en \$)	ICL Zona Beneficiada (en \$)	IDC (en \$)
Nafta sin plomo, de más de 92 RON GRADO DOS	Litro	\$20,80		\$1,27
Nafta sin plomo, de más de 92 RON GRADO TRES	Litro	\$20,80		\$1,27
GASOIL GRADO UNO	Litro	\$12,83	6,945	\$1,46
GASOIL GRADO UNO	Litro	\$12,83	6,945	\$1,46
GASOIL GRADO UNO	Litro	\$12,83	6,945	\$1,46
KEROSENE	Litro	\$16,07	8,704	\$1,83
DIESEL OIL	Litro	\$16,07	8,704	\$1,83
SOLVENTE	Litro	\$26,06		\$1,60
AGUARRÁS	Litro	\$26,06		\$1,60
GASOLINA NATURAL O DE PIRÓLISIS	Litro	\$26,06		\$1,60
NAFTA VIRGEN	Litro	\$20,80		\$1,27
FUEL OIL	Litro			\$2,01
COQUE DE PETRÓLEO	Kilogramo			\$2,16
CARBÓN MINERAL	Kilogramo			\$1,66

Fuente: elaboración propia en base a proyecto de ley

La modificación del Impuestos a los Combustibles, pasando de una suma por unidad de volumen a un impuesto de tipo “ad valorem” determinado en función de los precios básicos de venta de los combustibles, impactará en los precios finales de venta afrontados por los consumidores dado que el nuevo impuesto es procíclico (al aumentar los precios aumentan los impuestos) mientras que el impuesto de suma fija, vigente en la actualidad, atenúa el impacto de la variación de los precios de los combustibles sobre los precios en surtidor.

Si consideramos que, de acuerdo con lo establecido por la ley 17.319, los precios del petróleo crudo y de los combustibles en el mercado local deben estar vinculados a los precios internacionales, la modificación propuesta genera que los impuestos a los combustibles pasen a depender de los precios internacionales de los hidrocarburos y del tipo de cambio y por lo tanto amplificarían el impacto de las variaciones de dichas variables sobre los precios afrontados por los consumidores.

A modo de ejemplo, en el siguiente cuadro se efectúa una proyección del Impuestos a los Combustibles Líquidos de la Nafta Grado 3 (Nafta Super) para el año 2022 incluyendo tres escenarios de precios internacionales (bajo, medio y alto) comparando impuestos unitarios.

Cuadro 11: Impuestos a los combustibles y precios en surtidor en distintos escenarios

\$/litro	Precios en Planta Nafta Super			Impuestos a los Combustibles Nafta Super						Precios en Surtidor Nafta Super					
	Bajo	Medio	Alto	Bajo		Medio		Alto		Bajo		Medio		Alto	
Escenario de Precios				Actual	P.Ley	Actual	P.Ley	Actual	P.Ley	Actual	P.Ley	Actual	P.Ley	Actual	P.Ley
ene-22	54,3	64,7	75,0	24,1	20,0	24,1	23,9	24,1	27,7	109	104	124	124	139	143
feb-22	57,3	68,3	79,2	24,1	21,1	24,1	25,2	24,1	29,2	113	110	129	130	145	151
mar-22	59,7	71,1	82,5	26,5	22,0	26,5	26,2	26,5	30,4	120	114	136	136	153	158
abr-22	61,9	73,7	85,5	26,5	22,8	26,5	27,2	26,5	31,5	123	118	140	141	157	163
may-22	63,8	75,9	88,1	26,5	23,5	26,5	28,0	26,5	32,5	125	122	143	145	161	168
jun-22	65,7	78,2	90,7	29,7	24,2	29,7	28,8	29,7	33,5	132	125	150	149	169	173
jul-22	67,7	80,6	93,5	29,7	25,0	29,7	29,7	29,7	34,5	135	129	154	154	173	179
ago-22	69,7	83,0	96,3	29,7	25,7	29,7	30,6	29,7	35,5	138	133	157	159	177	184
sep-22	71,8	85,5	99,1	32,8	26,5	32,8	31,5	32,8	36,6	145	137	165	163	185	189
oct-22	74,3	88,5	102,6	32,8	27,4	32,8	32,6	32,8	37,8	148	142	169	169	190	196
nov-22	76,8	91,4	106,0	32,8	28,3	32,8	33,7	32,8	39,1	152	147	173	175	195	203
dic-22	79,2	94,3	109,4	36,0	29,2	36,0	34,8	36,0	40,3	160	151	182	180	204	209
Promedio	66,9	79,6	92,3	29,2	24,7	29,2	29,3	29,2	34,0	133	128	152	152	171	176

Escenarios precios locales del petróleo crudo: Bajo 55 usd/bbl / Medio 70 usd/bbl / Alto 85 usd/bbl

Proyecciones REM BCRA: TC Dic 22 160\$/usd e IPC aumento dic 22 vs dic 21: 49,2%

Escenario de impuestos a los combustibles sistema actual se supone disminución 10% por facultad PEN

Fuente: elaboración propia

En el Cuadro 10 se observa que el sistema de alícuotas amplifica los efectos de las variaciones de los precios del petróleo crudo sobre los precios en surtidor.

En este sentido, un aumento en el precio del petróleo crudo local de 55 usd/bbl a 85 usd/bbl (+55%) provocaría un aumento en los precios en surtidor del 29% bajo un sistema de impuestos a los combustibles fijos por unidad de volumen (actualmente vigente) y del 38% en un sistema de impuestos a los combustibles de tipo “Ad Valorem” como el propuesto en el Proyecto de Ley presentado.

En el Cuadro 11 se expone la evolución de los impuestos a los combustibles y precios en surtidor para la nafta super vigentes entre marzo de 2018 y noviembre de 2021 y se simula la evolución que hubieran tenido los precios en caso de haberse aplicado el sistema vigente hasta febrero de 2018 (Sistema Ad Valorem). El sistema de impuestos fijos por unidad de volumen permitió atenuar los impactos de las variaciones de los precios básicos de los combustibles sobre los precios finales en surtidor.

Por otra parte, el cálculo del Impuesto al Dióxido de Carbono aplicando una alícuota sobre el precio de venta desvirtualiza el mecanismo del Impuesto al Dióxido al Carbono para cuantificar externalidades de emisiones de Dióxido de Carbono, donde el monto del impuesto para cada

combustible debe estar vinculado a las emisiones de cada tipo de combustible y un valor asignado a la tonelada de dióxido de carbono emitida.³

Cuadro 12: Impacto impuestos a los combustibles sobre precio en surtidor (mar 18-nov 21)

	Precio en Planta Nafta Super	Impuestos a los Combustibles Nafta Super		Precio Surtidor Nafta Super	
		ACTUAL (Monto fijo por litro ajustado)	Supuesto Ad Valorem (vigente hasta feb 18)	Promedio real Argentina	Supuesto sistema Ad Valorem
mar-18	13	6,3	6,6	26	27
abr-18	13	6,3	6,9	27	28
may-18	13	6,3	6,9	27	28
jun-18	14	6,7	7,4	29	29
jul-18	15	6,7	8,2	31	33
ago-18	16	6,7	8,6	33	35
sep-18	19	7,3	9,9	37	40
oct-18	21	7,3	11,1	40	44
nov-18	22	7,3	11,5	41	45
dic-18	20	8,3	10,7	40	43
ene-19	20	8,3	10,6	40	42
feb-19	20	8,3	10,8	40	43
mar-19	21	8,8	11,0	42	44
abr-19	22	9,3	11,4	44	46
may-19	23	9,3	12,0	45	48
jun-19	23	9,3	12,2	46	49
jul-19	24	9,7	12,6	47	50
ago-19	23	10,0	12,3	47	49
sep-19	24	10,0	12,6	48	51
oct-19	25	10,0	13,0	49	52
nov-19	27	10,6	14,1	53	57
dic-19	30	11,1	15,6	57	62
ene-20	30	11,1	15,6	57	62
feb-20	30	11,1	15,5	57	62
mar-20	30	11,2	15,6	57	62
abr-20	27	14,3	14,2	57	57
may-20	27	14,3	14,1	57	57
jun-20	27	14,3	14,1	57	57
jul-20	27	14,3	14,1	57	57
ago-20	28	14,3	14,6	59	59
sep-20	29	14,3	15,5	61	62
oct-20	31	14,8	16,3	64	65
nov-20	32	15,4	16,9	65	67
dic-20	34	15,8	17,8	69	71
ene-21	37	16,9	19,7	75	79
feb-21	40	17,4	20,9	79	83
mar-21	41	18,7	21,7	83	87
abr-21	45	18,2	23,8	89	95
may-21	49	18,2	25,5	94	102
jun-21	50	18,6	26,2	95	104
jul-21	49	19,4	25,9	95	103
ago-21	49	19,4	26,0	95	103
sep-21	49	19,4	25,9	95	103
oct-21	49	19,4	25,6	95	102
nov-21	49	19,4	25,6	95	102

Fuente: elaboración propia

La implementación del impuesto ad valorem para los combustibles líquidos, calculado en base a los precios de venta en planta de despacho, también distorsiona la competencia considerando que en una misma zona los precios finales de los productos vendidos por las distintas empresas contendrán impuestos a los combustibles unitarios en función de las distintas plantas de origen de los productos.

³ La práctica internacional en materia de impuestos al dióxido de carbono es fijar un valor por metro cúbico. Esto sería, un impuesto de suma fija por emisión que se realiza. Al modificar el esquema impositivo vigente, lo que se realizaría es poner un valor variable a las emisiones, situación que desvirtúa el espíritu del impuesto a la contaminación.

Diferentes bases imponibles para las distintas empresas, productos, tipos de clientes y plantas de despacho además de afectar la competencia también dificulta la fiscalización.

En el Cuadro 13 se comparan los impuestos a los combustibles actualmente vigentes con los que se obtendrían aplicando las fórmulas establecidas en el proyecto de ley.

Cuadro 13: Variación en los precios de los combustibles observada y contra fáctico

	Aumento precio nafta super en surtidor	Aumento supuesto con Sistema Ad Valorem (Vigente hasta feb 2017)
2019	41%	44%
2020	22%	15%
2021	38%	44%

Fuente: elaboración propia

Cuadro 14: Cálculo impuestos a los combustibles sistema actual y proyecto de ley

Valores sin considerar efecto biocombustibles y zona exenta

\$/litro	Precio Básico				Actual ICL				Actual IDC				Proyecto Ley ICL				Proyecto Ley IDC			
	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3
Bruto																				
Base cálculo					4,148	4,148	6,726	6,726	0,473	0,473	0,412	0,412	23,2%	23,2%	39,5%	39,5%	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%
ene-21	66,8	76,3	64,7	73,4	17,6	17,6	28,5	28,5	2,0	2,0	1,7	1,7	15,5	17,7	25,6	29,0	1,5	1,8	1,6	1,8
feb-21	70,5	80,6	68,3	77,5	17,6	17,6	28,5	28,5	2,0	2,0	1,7	1,7	16,4	18,7	27,0	30,6	1,6	1,9	1,6	1,9
mar-21	73,5	83,9	71,1	80,7	19,3	19,3	31,3	31,3	2,2	2,2	1,9	1,9	17,1	19,5	28,1	31,9	1,7	1,9	1,7	1,9
abr-21	76,2	87,0	73,7	83,7	19,3	19,3	31,3	31,3	2,2	2,2	1,9	1,9	17,7	20,2	29,1	33,1	1,8	2,0	1,8	2,0
may-21	78,5	89,6	75,9	86,2	19,3	19,3	31,3	31,3	2,2	2,2	1,9	1,9	18,2	20,8	30,0	34,0	1,8	2,1	1,8	2,1
jun-21	80,8	92,3	78,2	88,8	21,6	21,6	35,1	35,1	2,5	2,5	2,1	2,1	18,8	21,4	30,9	35,1	1,9	2,1	1,9	2,1
jul-21	83,2	95,1	80,6	91,4	21,6	21,6	35,1	35,1	2,5	2,5	2,1	2,1	19,3	22,1	31,8	36,1	1,9	2,2	1,9	2,2
ago-21	85,7	97,9	83,0	94,2	21,6	21,6	35,1	35,1	2,5	2,5	2,1	2,1	19,9	22,7	32,8	37,2	2,0	2,3	2,0	2,3
sep-21	88,3	100,9	85,5	97,0	23,9	23,9	38,7	38,7	2,7	2,7	2,4	2,4	20,5	23,4	33,8	38,3	2,0	2,3	2,1	2,3
oct-21	91,4	104,4	88,5	100,4	23,9	23,9	38,7	38,7	2,7	2,7	2,4	2,4	21,2	24,2	35,0	39,7	2,1	2,4	2,1	2,4
nov-21	94,5	107,9	91,4	103,8	23,9	23,9	38,7	38,7	2,7	2,7	2,4	2,4	21,9	25,0	36,1	41,0	2,2	2,5	2,2	2,5
dic-21	97,5	111,3	94,3	107,1	26,3	26,3	42,6	42,6	3,0	3,0	2,6	2,6	22,6	25,8	37,3	42,3	2,2	2,6	2,3	2,6
Promedio	82,3	93,9	79,6	90,4	21,3	21,3	34,6	34,6	2,4	2,4	2,1	2,1	19,1	21,8	31,4	35,7	1,9	2,2	1,9	2,2

Fuente: elaboración propia

En los Cuadros 13 y 14 se observa que el cambio de un sistema de impuestos fijos a un sistema de impuesto de tipo ad valorem aumenta la variabilidad de los precios finales de venta a los consumidores y de los niveles de recaudación.

Cuadro 15: Factores de ajuste de impuestos por corte biocombustibles, zona exenta y atribución reducción PEN (-10%)

	Actual ICL				Actual IDC				Proyecto ICL				Proyecto IDC			
	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3
Factor Ajuste por biocombustibles	95%	95%	88%	88%	95%	95%	88%	88%	95%	95%	88%	88%	95%	95%	88%	88%
Factor ajuste PEN	90%	90%	90%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Factor ajuste zona Exenta	95%	95%	90%	90%	100%	100%	100%	100%	95%	95%	90%	90%	100%	100%	100%	100%
Impuestos promedio 2021 por litro	17,2	17,2	24,6	24,6	2,3	2,3	1,9	1,9	17,1	19,6	24,9	28,3	1,8	2,1	1,7	1,9

Fuente: elaboración propia

Cuadro 16 Cálculo Recaudación Impuestos a los Combustibles Gasoil y Naftas Año 2022

	Actual					Proyecto de Ley c/precios medios					Proyecto de Ley c/precios bajos					Proyecto de Ley c/precios altos				
	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	TOTAL	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	TOTAL	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	TOTAL	GO GR2	GO GR3	NAFTA GR2	NAFTA GR3	TOTAL
\$/lt	20	20	27	27		19	22	27	30											
Millones de litros	10.038	3.358	6.878	2.294		10.038	3.358	6.878	2.294											
Miles de Millones de Pesos	196.232	65.647	182.261	60.781	504.921	190.179	72.665	182.830	69.211	514.885	160.727	62.812	153.572	59.453	436.564	219.631	82.518	212.089	78.968	593.205

Fuente: elaboración propia

Por otra parte, se observa que las naftas y gasoil grado 3, que son comparativamente menos contaminantes que los grado 2, al tener un mayor valor tributarán un mayor Impuesto al Dióxido de Carbono, algo incongruente para un impuesto que tiene por objetivo contemplar las externalidades negativas. Desde el punto de vista impositivo los impuestos ad valorem castigan el consumo de productos premium con menor contenido de azufre.

4. COMENTARIOS FINALES

El Proyecto de Ley pretende crear reglas estables a 20 años para fomentar inversiones, mientras que los principales beneficios contemplados se basan en incentivos cambiarios y acceso a mercados externos sustentados en diferenciales coyunturales (brecha cambiaria y brecha precios locales e internacionales) que no se sustentan en los principios de precios locales vinculados a los valores internacionales, según prevé la ley 17.319, actualmente vigente.

Establecer como un incentivo el acceso al mercado de exportación significa partir del supuesto que los precios locales del petróleo crudo resultarán inferiores a los precios de indiferencia de exportación. El precio de indiferencia de exportación para el petróleo crudo está determinado por el precio de exportación neto de derechos de exportación.

En este sentido, no garantiza reglas de juego para la determinación de los precios de los petróleos crudos comercializados en el mercado local (que representan el destino de más del 90% de la producción actual), es decir, no se brinda certidumbre sobre la variable principal a considerar en cualquier proyecto de inversión.

El Proyecto de Ley otorga ciertos beneficios impositivos, sujetos a una serie de condiciones y aprobaciones de la autoridad de aplicación, que podrán capitalizar principalmente las empresas locales que actualmente se encuentran operando en el país. En este sentido, YPF es particularmente beneficiada por el Proyecto de Ley presentado, ya que es la única empresa alcanzada por el beneficio del RECH que le permitiría cancelar obligaciones por el pago del Impuestos a los Combustibles mediante quebrantos impositivos acumulados.

Asimismo, YPF es particularmente beneficiada con la reducción especial del 15% para cálculo de la línea base con respecto a la producción de crudo pesado, permitiendo el acceso a dicha empresa a Exportaciones Garantizadas inclusive sin aumentar los niveles de producción verificados en el mes de septiembre pasado.

Los beneficios de eximición de Impuestos a las Ganancias para la cesión parcial de áreas y aumento del 50% en la deducción de gastos para su cálculo de parte de “terceros recuperadores” están en sintonía con los anuncios de la empresa YPF en cuanto a que, tanto en petróleo como en gas, ciertas áreas podrían ser elegibles para una desinversión potencial si la empresa concluye que podrían ser operadas de forma más eficiente por operadores más flexibles.

Por su parte, la modificación del Impuesto a los Combustibles pasando de un régimen de impuesto fijo por litro, ajustable por IPC, a un régimen ad valorem no favorece el alineamiento de los precios locales con los valores de mercado dado que amplifica el impacto de las variaciones de precios internacionales y tipo de cambio sobre los precios en surtidor.

5. ANEXOS

Anexo 1 - Evolución de los derechos de exportación para el petróleo crudo

Entre 2002 y 2020 el Gobierno Nacional modificó las alícuotas para el cálculo de los derechos de exportación (DE) para el petróleo crudo en doce oportunidades, a razón de una modificación cada dos años, con el objetivo de capturar una mayor proporción de la renta petróleo y desvincular el precio local del petróleo crudo de los valores internacionales. Se presenta a continuación un repaso de las mismas.

Febrero de 2002

El Decreto N° 310 del 13 de febrero de 2002, conforme las facultades otorgadas al Poder Ejecutivo por la ley N° 25.561 de emergencia económica, estableció DE a determinados hidrocarburos, entre los que se incluye el petróleo crudo, con una alícuota del veinte por ciento (20%).

Mayo de 2004

La Resolución N.º 337/2004 del ex Ministerio de Economía y Producción (MEyP) elevó al veinticinco por ciento (25%) los DE aplicables al aceite crudo de petróleo y de mineral bituminoso.

Agosto de 2004

La Resolución N.º 532/2004 del ex MEyP mantuvo los DE del veinticinco por ciento para todos los valores del petróleo West Texas Intermediate (WTI) de hasta USD 32 por barril y estableció alícuotas adicionales para los precios de WTI superiores al de referencia.

Noviembre de 2007

La Resolución MEyP N.º 394/2007 derogó la Res. MEyP N.º 532/2004 y fijó “valores de referencia y de corte” para el cálculo de los DE hidrocarburos implementando las denominadas “retenciones móviles”.

Se definió una fórmula para calcular la alícuota correspondiente al petróleo crudo donde, en los casos que el precio internacional superase al valor de referencia de USD 60,9 por barril, la alícuota de del petróleo crudo se calculaba con la siguiente fórmula: $DE: (\text{Precio internacional} - 42)/42 * 100$.

Si el precio internacional (PI) era inferior al valor de referencia de 60,9 USD por barril se aplicaba una alícuota del 45%.

Precio internacional (=WTI)	Menor a 60,9 USD/barril	Mayor o igual a 60,9 USD/barril
Alícuota	45,0%	$DE = (\text{PI} - 42)/42 * 100$

Por último la norma establecía que el PEN debía establecer una nueva alícuota en el caso que el PI del petróleo crudo fuera inferior a USD 45 por barril.

Enero de 2013

La Resolución N.º 1/2013 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas modificó la Res. MEyP N.º 394/2007, estableciendo una nueva fórmula para calcular la alícuota correspondiente al petróleo crudo en los casos que el PI superase a un valor de referencia de USD 80 por barril, la alícuota de DE del petróleo crudo se calculaba con la siguiente fórmula: $DE: (\text{Precio internacional} - 70)/70 * 100$. Si el PI era inferior al nuevo valor de referencia de 80 USD por barril, se aplicaba una alícuota de DE del 45%

Precio internacional (=WTI)	Menor a 80 USD/barril	Mayor o igual a 80 USD/barril
Alícuota	45,0%	DE = (PI - 70)/70 * 100

Octubre de 2014

La Resolución MEyFP N.º 803/2014 mantuvo la fórmula establecida por la Res. MEyFP N.º 1/2013 para PI de petróleo crudo superiores a USD 80 por barril y estableció nuevas alícuotas en el caso de verificarse PI de petróleo crudo inferiores a USD 80 por barril, de acuerdo con la siguiente escala:

Precio internacional (=WTI)	Menor a 70 USD/barril	Entre 70-75 USD/barril	Entre 75-80 USD/barril	Mayor o igual a 80 USD/barril
Alícuota	10,0%	11,5%	13,0%	DE = (PI - 70)/70 * 100

Diciembre de 2014

La Resolución MEyFP N.º 1077/2014 derogó la Resolución MEyP N.º 394/2007 y sus modificatorias (Res. MEyFP N.º 1/2013 y Res. MEyFP N.º 803/2014), introduciendo una nueva definición para la determinación del PI que se utilizará para el cálculo de los DE y nuevas alícuotas en función del nuevo PI definido. La mencionada resolución definió al PI como el Precio ICE Brent menos 8 USD por barril y estableció las siguientes alícuotas para el cálculo de los DE.

Precio internacional (=BRENT-8 USD/bbl)	Menor a 71 USD/barril (equivalente a ICE BRENT = 79 USD/bbl)	Mayor o igual a 71 USD/barril (equivalente a ICE BRENT = 79 USD)
Alícuota	1%	DE = (PI - 70)/70 * 100

Enero 2017 (derechos de exportación 0%)

El artículo 6º de la Ley de emergencia N.º 25.561, sancionada el 6 de enero de 2002, creó los DE a los hidrocarburos por un período de cinco años y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a establecer las alícuotas correspondientes. Posteriormente, por medio de las leyes N.º 26.217 y N.º 26.732 se prorrogó la vigencia de los DE. Finalmente, el 7 de enero de 2017 quedaron sin efectos los DE de hidrocarburos, luego de estar vigentes durante quince años.

Septiembre 2018 (derechos de exportación 12% con tope ARS 4/USD por dólar exportado)

Mediante el Decreto N.º 793/2018, publicado el 28 de septiembre de 2018, se fijó un DE del 12% para todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur (NCM), entre las cuales se encuentran los hidrocarburos. Asimismo, se fijó un tope de 4 pesos por dólar exportado (ARS 4/USD).

Diciembre 2019 (derechos de exportación 12% sin tope)

El Decreto N.º 37/2019, publicado el 14 de diciembre de 2019, dejó sin efecto el tope de 4 pesos por dólar exportado, quedando vigente la alícuota general del 12% para el cálculo de los DE de los hidrocarburos.

Diciembre 2019 (derechos de exportación máximo 8%)

El artículo 52 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública N.º 27.541 estableció que la alícuota de los DE para hidrocarburos y minería no podría superar el OCHO POR CIENTO (8%) del valor imponible o del precio oficial *free on board* (FOB) del producto exportado.

Mayo 2020

Mediante el Decreto N.º 488/2020, publicado el 18 de mayo de 2020, se hizo efectivo el límite del 8% a las alícuotas de los DE para los hidrocarburos, estableciendo alícuotas variables bajo el siguiente esquema:

Precio internacional (=ICE BRENT)	Menor o igual a 45 USD/barril	Entre 45-60 USD/barril	Mayor o igual a 60 USD/barril
Alícuota	0,0%	$DE = (PI - 45)/(60-45) * 8\%$	8%

Anexo 2 – Declaración de impuesto a las ganancias YPF SA

17

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONDENSADOS INDIVIDUALES
AL 30 DE JUNIO DE 2021 Y COMPARATIVOS



16. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (cont.)

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2021 y 2020 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre el resultado neto antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados integrales intermedios condensados individuales de cada período, es la siguiente:

	Por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2021	2020
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	23.424	(79.210)
Tasa impositiva vigente	25%	30%
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado neto antes de impuesto a las ganancias	(5.856)	23.763
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, neto	8.009	(25.388)
Efecto de las diferencias de cambio y otros resultados asociados a la valuación de la moneda, neto ⁽¹⁾	(15.051)	3.624
Efecto de la valuación de inventarios	(1.657)	(2.694)
Resultado de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos	945	89
Efecto por cambio de tasa impositiva	(53.995) ⁽³⁾	(3.006) ⁽²⁾
Diversos	(2.902)	5.084
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	(70.507)	792

(1) Incluye el efecto del ajuste por inflación impositivo.

(2) Corresponde a la remediación de los saldos de impuesto diferido a la tasa estimada vigente al momento de su reversión, ver Notas 2.b.15 y 34.j a los estados financieros consolidados anuales.

(3) Incluye 46.615 por efecto del cambio de la tasa impositiva sobre los saldos diferidos iniciales y 7.380 por la remediación de los saldos de impuesto diferido del período a la tasa estimada vigente al momento de su reversión, correspondientes a la modificación establecida por la Ley N° 27.630. Ver Nota 35.f a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

La Sociedad ha clasificado 516 como impuesto a las ganancias a pagar corrientes, los cuales incluyen 513 correspondientes a las 12 cuotas relacionadas con el plan de facilidades de pago asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos (ver Nota 15 a los estados financieros consolidados anuales). Asimismo, la Sociedad ha clasificado 3.313 como impuesto a las ganancias a pagar no corrientes, los cuales incluyen 3.295 correspondientes a las 77 cuotas restantes del mencionado plan.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

	30 de junio de 2021	31 de diciembre de 2020
Activos impositivos diferidos		
Provisiones y otros pasivos no deducibles	14.724	13.356
Quebrantos	41.007	81.504
Total activo impositivo diferido	55.731	94.860
Pasivos impositivos diferidos		
Propiedades, planta y equipo	(161.126)	(135.847)
Ajuste por inflación impositivo	(70.894)	(67.224)
Diversos	(4.619)	(2.192)
Total pasivo impositivo diferido	(236.641)	(205.263)
Total impuesto diferido, neto	(180.910)	(110.403)

Publicaciones de la OPC

La Oficina de Presupuesto del Congreso de la Nación fue creada por la Ley 27.343 para brindar soporte al Poder Legislativo y profundizar la comprensión de temas que involucren recursos públicos, democratizando el conocimiento y la toma de decisiones. Es una oficina técnica de análisis fiscal que produce informes abiertos a la ciudadanía. Este informe no contiene recomendaciones vinculantes.

www.opc.gob.ar



Hipólito Yrigoyen 1628. Piso 10 (C1089aaf) CABA, Argentina.

T. 54 11 4381 0682 / contacto@opc.gob.ar

www.opc.gob.ar