

# Ley de incentivos

## Mayores ganancias para las transnacionales

**16** GRUPO SOBRE POLÍTICA  
FISCAL Y DESARROLLO

# 16 GRUPO SOBRE POLÍTICA FISCAL Y DESARROLLO

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario - CEDLA / Grupo sobre Política Fiscal y Desarrollo (GPF)

Ley de incentivos: Mayores ganancias para las transnacionales /  
Por Carlos Arze Vargas / CEDLA 2015  
N° 16 - Diciembre de 2015 - La Paz, Bolivia  
Serie: Revista del Grupo sobre Política Fiscal y Desarrollo (GPF)

CEDLA (Ed.)

I. t.

II. s.

Director Ejecutivo: Javier Gómez  
Autor: Carlos Arze Vargas  
Producción editorial: Unidad de Comunicación y Gestión de Información  
Edición y diseño: Comunicación CEDLA  
Fotografía de tapa: Cortesía [www.plumasatomicas.com/2014/07](http://www.plumasatomicas.com/2014/07)

Editorial CEDLA Av Jaimes Freyre N° 2940, Sopocachi  
Telfs. 2 412429 - 2 413223  
E-mail: [info@cedla.org](mailto:info@cedla.org)  
URL: [www.cedla.org](http://www.cedla.org)  
La Paz - Bolivia

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor.

# Ley de incentivos: mayores ganancias para las transnacionales

*Por Carlos Arze Vargas*

## **INTRODUCCIÓN**

Los motivos que habrían impulsado la elaboración del Proyecto de Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, serían los de asegurar la provisión de hidrocarburos para el consumo interno y la generación de recursos para la implementación de políticas favorables al bienestar de la población. Los sustentos legales para el cumplimiento de esos objetivos radicarían en el texto de la Constitución Política del Estado, la Ley 3058, otras leyes y la Agenda Patriótica 2025 perfilada por el gobierno en su actual programa.

La justificación de esta política de otorgamiento de incentivos monetarios a las empresas operadoras, más allá de la inicial disposición de la Ley 3058 en favor de la producción de petróleo en campos pequeños y marginales, aduce que la actividad hidrocarburífera en el país no es atractiva debido no sólo a la caída de los precios internacionales de los hidrocarburos, sino a las “características del régimen fiscal, el riesgo exploratorio y los elevados costos en exploración y explotación”, argumentos que no solo contradicen los que se enarbolaron al momento de aprobar la Ley 3058, sino el propio discurso gubernamental que justifica la denominada “nacionalización”.

## **PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA LEY DE INCENTIVOS**

La lógica de esta nueva política sería que el ofrecimiento de nuevos precios y, por tanto, el incremento de las ganancias netas de las empresas transnacionales que predominan en el sector, sería adecuado para promover nuevas inversiones en exploración y explotación hidrocarburífera. En este sentido, se orienta a fijar incentivos adicionales a la retribución que reciben actualmente, reiterando el razonamiento que llevó al gobierno en 2010 a intentar el incremento del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD) —conocido popularmente como “gasolinazo”— para financiar un precio más elevado en favor de los productores y que se impuso, finalmente, con el Decreto Supremo 1202 del año 2012, por el que se paga actualmente un incentivo adicional —en forma de Notas de Crédito o NOCRES— de 30 dólares por barril de petróleo crudo.

El Cuadro 1 resume la escala del incentivo proyectado, según producto y zona hidrocarburífera, y los plazos de vigencia.

Cuadro 1 Incentivos para promover inversiones en hidrocarburos			
	Monto incentivo \$US/Bbl		Plazo (en años)
	Mínimo	Máximo	
Petróleo crudo			
Zona Tradicional	30	50	Indefinido
Zona No-tradicional	35	55	Indefinido
Condensando nuevo			
Zona Tradicional	30	50	20
Zona No-tradicional	35	55	25
Condensando adicional			
Zona Tradicional	0	30	5

Fuente: Elaboración propia con base en el Proyecto de Ley 319-15

Las otras condiciones comunes a los diferentes productos y zonas, son: *i)* que la producción sea destinada al mercado interno, *ii)* el incentivo es variable y sujeto al precio internacional del petróleo crudo y la producción, *iii)* el incentivo será ajustado cuando cambien las condiciones del precio del mercado. Esta última condición hace prever que en el futuro, seguramente dependiendo de una evaluación de los resultados de la implementación del incentivo y de las condiciones del mercado internacional de los hidrocarburos, se podría determinar el levantamiento del precio “congelado” del petróleo para el mercado interno mediante la eliminación del subsidio respectivo.

En el caso del petróleo crudo los incentivos no están condicionados a la elevación de la producción, pues se dispone que son “aplicables a la producción por barril de petróleo crudo”, por lo que se pagaría a la producción de todos los campos, sin discriminación. Lo que sí está condicionado de manera específica es su monto que varía entre 30 a 50 dólares y 35 a 55 dólares para zonas tradicionales y no tradicionales, respectivamente.

En el caso del condensado, el nivel de los incentivos es similar a los del petróleo crudo cuando se trata de condensado producido en nuevos campos de gas natural descubiertos después de la publicación de la ley y es menor para el condensado adicional proveniente de los campos en actual producción. Esto quiere decir que se pagarán, como en el caso del petróleo crudo, a toda la producción nueva de condensado y no a volúmenes sujetos a algún otro parámetro. Con ello, se modifica la intención de las anteriores experiencias de incentivar la producción de petróleo crudo y se incentivaría, indirectamente, la producción masiva de gas natural a la que, indefectiblemente va asociada la producción de condensado.

En el caso del condensado “adicional” producido en “campos que se encuentran en explotación a la fecha de publicación de la presente Ley”, se dispone que los parámetros para aplicar el incentivo estarán en función de una “línea base” que tomará en cuenta las reservas actuales y las inversiones adicionales a las aprobadas por YPF B, lo que estará reglamentado mediante un decreto supremo. El plazo máximo de vigencia de los incentivos es de 5 años y su duración específica estará determinado por el Plan de Desarrollo de YPF B actualizado como consecuencia de la aprobación de la ley. Así, estos incentivos incitarían al incremento de la producción de gas natural y acelerarían el agotamiento de las actuales reservas probadas.

## SUBVENCIÓN MÁS GENEROSA QUE LA DEL “GASOLINAZO”

El gobierno de Evo Morales intentó en 2010 —sin éxito— incrementar el impuesto a los combustibles para mejorar la retribución a las empresas transnacionales a través del denominado “gaolinazo”<sup>1</sup>, posteriormente ese intento fallido fue retomado con el Decreto Supremo (DS) 1202 por el que implementó un incentivo que elevó significativamente la retribución a las petroleras. Con la nueva Ley de Incentivos ese fenómeno se ampliará debido a los nuevos niveles de incentivo y porque su cobertura se amplía a condensado adicional y al condensado nuevo, como podemos ver en el siguiente cuadro:

Cuadro 2 Nueva retribución del titular con incentivo (en dólares)						
	Precio congelado	Retribución titular	PL 319		Nueva retribución PL 319	
			Precio=<75 \$US	Precio=<40 \$US	Precio=<75 \$US	Precio=<40 \$US
Petróleo T	27,11	13,56	30	50	43,56	63,56
Petróleo NT	27,11	13,56	35	55	48,56	68,56
Codensado nuevo T	27,11	13,56	30	50	43,56	63,56
Condensado nuevo NT	27,11	13,56	35	55	48,56	68,56
Condensado adicional	27,11	13,56	0	30	13,56	43,56

Fuente: Elaboración propia con base en PL-319-15 y notas de prensa  
NOTA: T=Zona tradicional, NT Zona no tradicional

Si tomamos en cuenta el actual escenario de caída del precio internacional del petróleo hasta niveles cercanos al precio “congelado” del mercado interno —27,11 dólares por barril—, podemos afirmar que el gobierno ya está pagando en la actualidad —bajo la combinación del precio oficial y el incentivo en papeles— un precio mayor al vigente en el mercado internacional. Consecuentemente, las ganancias que obtienen las empresas transnacionales resultan más elevadas que las que obtendrían con un precio interno similar al internacional, bajo las condiciones del régimen tributario nacional vigente: con la aplicación estricta de la Ley 3058, con un precio de 27,11 dólares por barril, el operador recibiría 13,56 dólares después de descontando el 50% por concepto de Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y Regalías, monto que se denomina Retribución del Titular y del que se descuenta los costos y las utilidades. Con el DS 1202 vigente hasta implementar la nueva ley, el monto de la Retribución se eleva a 43,56 resultante de la suma de 30 dólares adicionales netos (no pagan IDH) a los iniciales 13,56 dólares. Paradójicamente, con este resultado, el Estado que recibe 13,56 dólares (y hasta aproximadamente 19 dólares si sumamos el impuesto a las utilidades) por cada barril producido, paga 30 dólares como incentivo. Esta situación, obviamente, significa una devolución parcial de la renta hidrocarbúfera a las transnacionales —su financiamiento, aunque fuera con notas de crédito, se descuenta de la renta fiscal— y constituye un retroceso respecto a la reforma de la Ley 3058 de 2005.

Para comprender la magnitud del gasto estatal para financiar este incentivo a las petroleras, realizamos un ejercicio a partir de la información oficial sobre producción de líquidos en los últimos años, considerando la participación individual de los operadores.

La producción de hidrocarburos líquidos —petróleo crudo, condensado y gasolina natural— se concentra en doce (12) campos que detentan más del 90% del volumen producido (Cuadro 3). De ellos sólo tres son petrolíferos, mientras los restantes nueve son catalogados como “gasíferos con producción de condensado”. Los campos petroleros son: Bloque Bajo, Surubí y Surubí Noroeste a cargo de Repsol y en 2014 respondieron sólo por el 4,7% de la producción de líquidos. En cambio, los otros campos gasíferos produjeron en 2014 el 87,3% de los líquidos. Esta situación se debe a la

1 Para una mayor información ver: VV.AA. Gasolinazo: subvención popular al Estado y a las petroleras. Análisis de la política económica, fiscal y petrolera, CEDLA, 2011.

elevada participación del condensado en la producción de hidrocarburos líquidos: 72,7%.

Cuadro 3 Producción fiscalizada anual de petróleo crudo, condensado y gasolina natural (MBbl)			
Operador	Campo	2013	2014
Chaco	Bulo Bulo	755,55	573,05
	El Dorado Sur	292,00	372,30
	Vuelta Grande	317,55	284,70
Andina	Río Grande	573,05	627,80
	Yapacaní	354,05	445,30
Petrobras	Itaú	507,35	733,65
	Sábalo	7.197,80	6.785,35
	San Alberto	3.319,00	2.492,95
Repsol	Margarita-Huacaya	5.343,60	7.814,65
	Bloque Bajo	189,80	171,55
	Surubí	343,10	375,95
	Surubí Noroeste	569,40	562,10
Total		19.582,25	21.239,35
Total nacional		21.549,60	23.027,85
Participación		91%	92%

Fuente: Elaboración propia con base en información de ANH

De acuerdo a la información oficial<sup>2</sup>, la producción de hidrocarburos líquidos tuvo la siguiente composición en los últimos dos años (Cuadro 4). Como se puede apreciar, menos del 10% de la producción de líquidos corresponde al petróleo crudo; en términos absolutos, en 2014 el petróleo crudo producido sumó 1.9 millones de barriles de los 23 millones de barriles de hidrocarburos líquidos.

Cuadro 4 Producción bruta de líquidos (en porcentajes)		
	2013	2014
Petróleo	8,71%	8,29%
Condensado	71,71%	72,67%
Gasolina natural	19,58%	19,04%
Total	100,00%	100,00%

Fuente: Elaboración propia con base en Proyecto de Ley 319-15

Calculamos que la participación de los operadores en la producción de petróleo, considerando los principales campos petrolíferos y gasíferos que detentan, como se ha mencionado antes, el 92% de la producción, sería la siguiente: Chaco 3%, Andina 2%, Petrobras 21% y Repsol 74%. Como el incentivo establecido por el DS 1202 del año 2012 se paga por cada barril producido, estimamos que esa sería la participación de los operadores señalados en la distribución de los 57 millones de dólares que se habrían destinado por la producción de 1.9 millones de barriles de petróleo.

Para calcular el valor del incentivo a pagarse en 2016 a las empresas operadoras, consideramos que la lógica de la ley es pagar los valores máximos de la escala de incentivos —50 dólares o 55 dólares, dependiendo de la zona— en situaciones en que el precio internacional se encuentra en

valores situados por debajo o ligeramente encima de los 40 dólares por barril y pagar los valores menores de la escala —35 o 30 dólares— cuando el precio internacional ronda los 75 dólares por barril<sup>3</sup>.

Consecuentemente, si el año 2016 de implementase la ley de incentivos y se cumpliera la producción proyectada por el PEC 2015-2019, el monto por incentivo llegaría a poco más de 95 millones de dólares por la extracción de una cantidad similar de 1.9 millones de barriles. La distribución del monto pagado podría variar ligeramente en favor de las empresas Repsol y Total E&P, debido al previsto incremento de producción de algunos campos gasíferos y la declinación de otros.

En el caso del condensado, como el incentivo previsto sólo se pagaría al volumen adicional producido en los campos en actual explotación y, si se considera que habría una ligera elevación de la producción el próximo año, el monto por ese concepto no pasaría de los 50 mil dólares.

Con todo, lo más preocupante es que el incentivo proyectado favorecerá más la producción creciente de condensado, antes que la producción de petróleo a partir de nuevas reservas descubiertas y desarrolladas, debido a la participación dominante del condensado en la estructura de la producción de hidrocarburos líquidos —poco más de 70%— y a que en las propias proyecciones gubernamentales se prevé el incremento de las reservas de gas natural y, consecuentemente, de condensado asociado, antes que el descubrimiento de reservas comerciales de petróleo crudo.

## APORTES PARA EL FONDO, INGRESOS Y REDUCCIÓN DE LOS PRESUPUESTOS REGIONALES DE 2016

De acuerdo al proyecto de ley el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera (FPIEEH) sería financiado con el 12% de los recursos provenientes del IDH “antes de la distribución” establecida por las normas legales respectivas, a partir del mes de enero de 2016.

El FPIEEH pagará el incentivo a la producción adicional de condensado de campos en explotación actual, a la producción de petróleo crudo de campos nuevos y a la producción de condensado de campos nuevos, en tanto que el incentivo a la producción de petróleo crudo de campos en actual explotación seguirá siendo financiada con la emisión de NOCRES.

Se conoce además, por información de prensa, que el FPIEEH alcanzaría los 2.890 millones de dólares en los próximos 10 años. A este monto, el TGN contribuiría con el mayor porcentaje —aproximadamente el 41%—, seguido por los municipios, las gobernaciones, las universidades y el Fondo de Desarrollo Indígena Originario Campesino (FONDIOC).

Cuadro 5 Financiamiento y resultados del Fondo de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas (MM\$US)				
	Aporte	Participación	Ingresos en 10 años	Rendimiento
TGN	1.182,00	41%	5.647,00	4,78
Gobernaciones	417,00	14%	4.062,00	9,74
Municipios	1.031,00	36%	4.202,00	4,08
Universidades	159,00	6%	671,00	4,22
Fondioc	101,00	3%	391,88	3,88
Total	2.890,00	100%	14.973,88	5,18

Elaboración: Propia con base en información de La Razón y Página Siete de 14/11/2015

3 Este supuesto se basa en declaraciones del ministro de Hidrocarburos y Energía (La Razón de 8/10/2015). En otras declaraciones, el Vicepresidente Álvaro García Linera mencionó que el límite referencial sería un precio internacional de 70 dólares por barril (El Deber de 27/10/2015).

También por declaraciones de autoridades sectoriales, se conoce que la proyección de ingresos para los próximos diez años a distribuir entre los aportantes al FPIEEH alcanzaría a 14.974 millones de dólares que permitiría no sólo la devolución acelerada —en dos años— sino la obtención de rendimientos elevados: 4.78 veces su aporte para el TGN, 9.74 veces para las gobernaciones, 4.08 para los municipios, 4.22 para las universidades públicas y 3.88 para el FONDIOC, haciendo un promedio global de 5.18 veces el aporte.

Sólo como ilustración, cabe mencionar que el actual incentivo de 30 dólares por barril dispuesto a fines de 2012 tuvo resultados francamente irrelevantes, pues la producción diaria promedio de petróleo crudo en dos años —hasta fines de 2014- se había incrementado apenas en 600 barriles. De ahí resulta que cada barril adicional, respecto a la producción de 2012, le costó al Estado la erogación de poco más de 280 dólares por unidad.

Asumiendo que los ingresos proyectados por IDH en el Presupuesto General del Estado (PGE) 2016 alcanzan a 1.62 millones de dólares, obtenidos sobre un precio estimado de 45,16 dólares por barril —precio mayor al promedio de los últimos meses—, podemos suponer que elevar los ingresos en una proporción equivalente a 5.18 veces el monto de los aportes, supondría una elevación inusitada del precio del petróleo —por lo menos hasta los 75 dólares que constituiría el límite referencial máximo del incentivo— y, simultáneamente, el incremento extraordinario del volumen de producción y venta de hidrocarburos —en por lo menos 3.5 veces la producción actual. Ciertamente el cumplimiento de esas metas no parece realista, por lo que las promesas de rentas extraordinarias para los gobiernos sub-nacionales y, más aún, la devolución acelerada de sus aportes sólo estarían motivadas por la necesidad de obtener la aquiescencia de las autoridades de esas instituciones.

El TGN, los gobiernos sub-nacionales, las universidades y el Fondo Indígena, verán mermados sus presupuestos de ingresos por concepto de IDH debido al aporte para conformar el FPIEEH, que establece para cada uno el proyecto de ley de incentivos.

Si tomamos como referencia el valor del IDH previsto en el PGE 2016, que llega a poco más de 1.062 millones de dólares, el aporte del 12% sumaría 127.5 millones de dólares para el próximo año. De ese monto, correspondería al TGN más de 52 millones de dólares, a las regiones —gobernaciones, municipios y universidades— poco más de 70 millones de dólares y al FONDIOC cerca de 4 millones y medio de dólares.

Entonces, considerando esos montos, los recursos que recibirían las distintas instituciones por concepto de IDH se reducirían en 12% respecto del proyecto de PGE 2016. Pero como ya el PGE 2016 contempla una caída de los ingresos por IDH de 43% respecto al 2015, implementando el aporte de la ley de incentivos acabarían reduciéndose en 50% respecto a lo presupuestado por el mismo concepto el pasado año, con los consiguientes efectos sobre la capacidad de dichas instituciones para afrontar sus compromisos de inversión y de gasto (Cuadro 6).

Cuadro 6 Aportes al FPIEEH y efectos sobre los ingresos presupuestados en el PGE 2016 (en dólares)							
	Aporte FPIEEH 2016	PGE 2016	PGE 2016 Corregido	PGE 2015	Variación PGE 2016/PGE 2015	Variación PGE 2016c/PGE 2016	Variación PGE 2016c/PGE 2015
TGN	52.148.379,64	293.260.456,18	241.112.076,54	509.852.132,76	(0,42)	(0,18)	(0,53)
Regiones	70.898.854,55	716.140.109,63	645.241.255,08	1.261.424.255,46	(0,43)	(0,10)	(0,49)
Fondioc	4.455.995,21	53.126.345,55	48.670.350,33	93.225.073,13	(0,43)	(0,08)	(0,48)
Total	127.503.229,40	1.062.526.911,35	935.023.681,95	1.864.501.461,35	(0,43)	(0,12)	(0,50)

Fuente: Elaboración propia con base en PL-319-15 y notas de prensa

Al interior de las instituciones citadas, la reducción es diferente, siendo la más afectada por la reducción el TGN con 53%, frente al 49% de las regiones y 48% del FONDIOC.

## **MODALIDADES DE CONTRATOS DISTINTAS A LAS DE LA LEY DE HIDROCARBUROS**

Un aspecto adicional de relevancia que se desprende de la lectura del proyecto, es el referido a la disposición sobre las nuevas modalidades de contratos. El proyecto de ley establece la potestad de YPFB de suscribir nuevos “Contratos de Servicios Petroleros” para la exploración y explotación de hidrocarburos con empresas públicas, mixtas o privadas de cualquier país, bajo “nuevas modalidades” que serán definidas mediante Resolución Ministerial por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Además dicho ministerio establecerá los lineamientos de selección de las empresas que podrán firmar dichos contratos con YPFB. Finalmente, dispone que un reglamento a elaborarse establecerá procedimientos y plazos para agilizar el trámite de “negociación, autorización y aprobación” de los contratos a firmarse.

Como sabemos, el artículo 65º de la Ley 3058 de Hidrocarburos reconoce los siguientes tipos de contratos: de Producción Compartida, de Operación y de Asociación para ejecutar actividades de exploración y explotación. Posteriormente, en 2006, el Decreto Supremo 28701 —denominado de “nacionalización”— menciona en sus considerandos un tipo de “contratos de explotación de riquezas nacionales” y en su artículo 3º “contratos de explotación de hidrocarburos”; además establece en el mismo artículo la obligatoriedad de la firma de “contratos, que cumplan las condiciones y requisitos legales y constitucionales” sin llegar a definirlos; finalmente, en su artículo 7º, menciona un tipo de “nuevos contratos de sociedad y administración”.

Esa ambigüedad de la redacción legislativa permitió al gobierno acordar con las empresas transnacionales un tipo de contratos que se denominan y definen, en su propio texto, como “contratos de operación”, que no se ciñen a las formas definidas por la Ley 3058 de Hidrocarburos, introduciendo aspectos que favorecen a los titulares privados, como el reconocimiento de los “costos recuperables” y la ausencia de la obligación de reponer las reservas consumidas.

Esta nueva definición de las “modalidades” de contratos continúa con la mencionada ambigüedad y se orienta por el mismo interés de favorecer a los operadores privados. En efecto, el Artículo 17 del proyecto determina que YPFB podrá suscribir Contratos de Servicios Petroleros en cualquier tipo de áreas, es decir, tanto en áreas libres como en áreas reservadas a la empresa estatal. Además, se dispone a facilitar el procedimiento para la constitución de sociedades de economía mixta —SAM— para la exploración y explotación en áreas reservadas de YPFB al derogar el artículo 4º del DS 29130, que imponía ciertas condiciones previas en la definición de las empresas que podían acceder a las mismas sin necesidad de presentarse a licitaciones públicas internacionales, como la realización de Convenios de Estudio que duraban hasta un año y cuyos resultados de ser positivos debían pasar por un trámite de aprobación por parte de YPFB, al margen de “otros criterios técnicos y financieros”.

Finalmente, el proyecto dispone que mediante decreto supremo se realizará una nueva delimitación de las zonas tradicionales y no-tradicionales, en un plazo de 90 días. Recordemos que la Ley 3058 define la Zona Tradicional como la “región con información geológica donde existe producción de hidrocarburos con explotación comercial” y la Zona No Tradicional como “la región no comprendida en la definición de Zona Tradicional.”

Como el espíritu del proyecto de ley es ofrecer mejores condiciones a la inversión privada extranjera para incrementar las tareas de exploración y explotación a través de la otorgación de incentivos monetarios y como el nivel de ellos depende de la zona en que se desarrollen, intuimos que la intención de esta disposición transitoria es la de re-definir algunas regiones del territorio que podrían ser de interés de las compañías, de modo que el nivel del incentivo sea el más alto de

la escala establecida.

### **CONCLUSIONES**

En resumen, lo que se espera de la aplicación del incentivo no es que se eleven significativamente las reservas de petróleo necesario para la producción de combustibles para el mercado interno, sino para cumplir con los compromisos de exportación y generar recursos fiscales que financien las políticas del actual gobierno..

Este proyecto que dispone mejores condiciones para la inversión de las transnacionales en exploración y explotación, prometiéndoles nuevas y mayores ganancias, acaba revirtiendo en gran medida los resultados de la reforma impulsada por la Ley 3058 y la denominada “nacionalización” —esto es, del incremento del excedente apropiado por el Estado—, pues mejora la retribución a las empresas operadoras de hidrocarburos que resulta mayor, inclusive, que el precio internacional, amplía el incentivo a la producción de condensado asociado al gas natural, con lo que incentiva el agotamiento acelerado de las reservas probadas y porque facilita el ingreso de la inversión extranjera con nuevas modalidades de contratos y mayores facilidades en su trámite y aprobación.

