

COMENTARIOS AL REGLAMENTO DE LA LEY ORGÁNICA DE
HIDROCARBUROS Y A LAS RESOLUCIONES QUE DESARROLLAN EL
RÉGIMEN FISCAL PETROLERO

José Ignacio Hernández G.

Profesor de Derecho administrativo y constitucional en la Universidad

Católica Andrés Bello

Investigador Invitado, Boston College

Profesor de Derecho constitucional comparado, American University

Resumen: El 7 de julio de 2026 se publicaron el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Decreto n° 5.381) y las Resoluciones ministeriales n° 002/2026 y n° 024/2026, que desarrollan el régimen fiscal del sector petrolero venezolano. Estos instrumentos debían cumplir el propósito de la Ley de reforma de 2026: promover la inversión privada en las actividades primarias mediante los nuevos contratos petroleros, en el marco de las políticas adoptadas por el Gobierno de Estados Unidos hacia Venezuela. Este trabajo sostiene que el nuevo marco regulatorio no cumple con ese cometido. Aunque las resoluciones precisan la carga fiscal mediante una tabla de alícuotas por tipo de proyecto y un mecanismo de reequilibrio económico-financiero de parámetros tasados, el Reglamento consolida un modelo de planificación central que concentra en el ministerio del ramo potestades indeterminadas de autorización, control, inspección y sanción sobre toda la cadena de valor. El estudio identifica once barreras regulatorias, entre ellas: la indeterminación del régimen fiscal, la penalización implícita del arbitraje internacional, la subordinación de los derechos contractuales al Plan de Negocios aprobado por el ministerio, la ausencia de condiciones generales en los contratos petroleros, el control centralizado de la comercialización y la vulneración del principio de legalidad de las penas y sanciones. En especial, subsiste una tensión no resuelta entre el Derecho aplicable a los contratos conforme a la Ley venezolana y las exigencias de la Licencia General n° 52A de la Oficina de Control de Activos Extranjeros.

Palabras clave: hidrocarburos, inversión privada, regulación económica, contrato de participación productiva, seguridad jurídica

Abstract: On 7 July 2026, Venezuela published the Regulation of the Organic Hydrocarbons Law (Decree No. 5,381) together with Ministerial Resolutions Nos. 002/2026 and 024/2026, which develop the fiscal regime governing the oil sector. These instruments should have advanced the purpose of the 2026

reform statute: to promote private investment in upstream activities through the newly created oil contracts, within the framework of United States policy towards Venezuela. This article argues that the new regulatory framework fails to achieve that aim. Although the resolutions clarify the fiscal burden by setting out a table of aggregate rates by project type and a rebalancing mechanism based on defined quantitative thresholds, the Regulation entrenches a model of central planning that concentrates, within the sector ministry, open-ended powers of authorization, control, inspection, and sanction across the entire value chain. The study identifies eleven regulatory barriers, including the indeterminacy of the fiscal regime, the implicit penalization of international arbitration, the subordination of contractual rights to a Business Plan approved by the ministry, the absence of general contractual terms for oil contracts, centralized control over commercialization, and the breach of the principle of legality in administrative sanctions. In particular, the unresolved tension continues between Venezuelan contract law and the requirements of General License No. 52A issued by the Office of Foreign Assets Control.

Keywords: hydrocarbons, private investment, economic regulation, productive participatory contracts, legal certainty.

INTRODUCCIÓN

El 7 de julio de 2026 se publicó el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, dictado mediante el Decreto n° 5.381¹. Ese mismo día, y en la Gaceta Oficial ordinaria n° 43.410, se publicaron dos resoluciones del Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos que desarrollan el régimen fiscal, o *government take*, de la industria petrolera: la Resolución n° 002/2026, sobre el Impuesto Integrado de Hidrocarburos aplicable a las actividades de mejoramiento, refinación, industrialización, comercialización y a los servicios petroleros especializados, y la Resolución n° 024/2026, sobre la determinación, declaración y pago de la Regalía y del Impuesto Integrado de Hidrocarburos aplicables a quienes realizan actividades primarias².

¹ Gaceta Oficial n° 7.052 extraordinario, de 7 de julio de 2026. El Reglamento deroga el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 1943 y el Reglamento sobre Conservación de los Recursos de Hidrocarburos de 1969 (Disposiciones Derogatorias Primera y Segunda).

² Gaceta Oficial n° 43.410 de 7 de julio de 2026. Ambas resoluciones aparecen fechadas entre marzo y mayo aunque fueron publicadas el 7 de julio de 2026. La misma Gaceta contiene la Resolución n° 016/2026, que delimita a la Empresa Mixta PETROPIAR, S.A. el área geográfica denominada Bloque

Estos tres instrumentos deben leerse conjuntamente. El Reglamento remite de manera expresa y reiterada a las “normas” que dictaría el ministerio para la determinación, declaración y pago de la regalía y del impuesto integrado de hidrocarburos, y esas normas son, precisamente, las contenidas en las dos resoluciones.

El punto de partida del análisis es la finalidad de la Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026³. Esa reforma persigue promover la inversión privada en las actividades primarias —exploración y explotación—, a los fines de apalancar el inicio de la recuperación de la producción petrolera, tomando en cuenta las limitaciones que impiden a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) realizar por sí sola las inversiones necesarias. Ese propósito se inscribe, además, en el marco de las políticas adoptadas por el Gobierno de Estados Unidos hacia Venezuela, reflejadas en la orden ejecutiva n° 14.373, de 9 de enero de 2026, y en la Licencia General n° 52A dictada por la Oficina de Control de Activos Extranjeros (OFAC) del Departamento del Tesoro, que autoriza operaciones prohibidas con PDVSA⁴. De acuerdo con el artículo 236.10 de la Constitución, el Reglamento debe respetar ese espíritu, propósito y razón, lo que implica orientarse a reforzar la certidumbre y la seguridad jurídica de la inversión privada.

En este sentido, debemos recordar que la Ley de reforma introdujo dos contratos que permiten a la inversión privada realizar actividades petroleras, incluidas la exploración, la producción y la comercialización. En el primero, el ente contratante es una empresa de propiedad exclusiva del Estado, lo que, en la práctica, se aplica a PDVSA Petróleo, S.A. (PPSA), filial de PDVSA. En el segundo, la empresa mixta es quien celebra el contrato con el accionista minoritario. En ambos casos nos encontramos ante un contrato de servicio petrolero, en el sentido de que el inversor privado asume toda la operación, incluidos sus costos y riesgos, de modo que su remuneración dependerá de la distribución de la producción. Este contrato de servicios

Ayacucho 8, con una superficie de 446,95 km². Esta es una de las empresas mixtas en la que participa Chevron.

³ Gaceta Oficial n° 6.978 extraordinario, de 29 de enero de 2026. Véanse nuestros comentarios en “La reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026: ¿el final de la era de la nacionalización petrolera?”, *Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2026, pp. 125 y ss.

⁴ Esta licencia complementa y, en cierto modo, supera a las licencias generales que autorizan operaciones más específicas, incluyendo la licencia general n° 46C (que en especial, autoriza exportaciones), 47A (venta de diluentes), 48B (procedimiento de procura), 49A (negociación de contratos contingentes), y 50B (autorización a favor de específicos operadores, entre ellos, Chevron).

corresponde al modelo de contrato de participación productiva⁵. De esa manera, la política de recuperación de la producción petrolera depende de la capacidad de la inversión privada para operar bajo estos contratos.

El balance del Reglamento y de las resoluciones es mixto. Por una parte, las dos resoluciones representan un avance respecto de la indeterminación fiscal de la Ley de reforma en cuanto al *government take*: definen el hecho imponible, la base imponible, la alícuota, los costos deducibles y no deducibles, el régimen de anticipos y la declaración definitiva, y establecen un mecanismo de revisión de alícuotas con parámetros tasados. El Reglamento, en su artículo 43, fija, además, una tabla de alícuotas según el tipo de proyecto⁶.

Por otra parte, y en sentido contrario, el Reglamento consolida un modelo de planificación central que reconoce al ministerio del ramo de hidrocarburos poderes muy amplios e indeterminados para autorizar, aprobar, dirigir, supervisar y controlar toda la cadena de valor, incluida la ejecución de los nuevos contratos petroleros. Los derechos contractuales de la inversión privada quedan subordinados al Plan de Negocios y al Plan de Comercialización, ambos sujetos a aprobación ministerial. Y el régimen sancionador, al calificar expresamente sus supuestos como “enunciativos y no taxativos”, introduce indebidamente elementos de incertidumbre jurídica.

En resumen, el nuevo marco reglamentario no logró mejorar sustantivamente la calidad regulatoria del sector, medida en función de los incentivos necesarios para atraer inversiones privadas de capital. Considerando el monto estimado de esas inversiones, los esfuerzos necesarios para la reconstrucción del sector, las fallas en infraestructuras clave como la electricidad y las frágiles condiciones institucionales de Venezuela, el marco reglamentario ha debido esmerarse en crear ventajas competitivas significativas. Pero no es el caso, hasta el punto de que, en la práctica, se ha implementado un modelo centralizado de controles

⁵ Véase nuestro libro Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2025, pp. 92 y ss.

⁶ Este avance, sin embargo, es cuestionable en el plano jurídico, pues se aparta del principio de legalidad tributaria previsto en el artículo 317 de la Constitución. Además, la definición del *government take*, al impactar de manera decisiva en la capacidad fiscal del Estado, debe ser el resultado de un amplio proceso plural de consulta. Esto es especialmente importante, pues la alícuota agregada, como veremos, da lugar a una participación fiscal que, en algunos casos, puede ser inferior a la participación derivada de la anterior Ley.

administrativos que puede obstaculizar la protección de los derechos económicos de la inversión privada.

I. EL AVANCE DEL MARCO FISCAL: LAS RESOLUCIONES N° 002/2026 Y N° 024/2026

Antes de examinar las deficiencias del nuevo marco, es preciso reconocer lo que ambas resoluciones sí resuelven. La Ley de reforma, en sus artículos 51 y 55, se limitó a definir la alícuota máxima de la regalía y del impuesto integrado, sin precisar la carga fiscal efectiva. Estos dos títulos constituyen la principal fuente de la participación fiscal del Estado en el ingreso petrolero, o *government take*, aun cuando esa participación también incluye el impuesto sobre la renta, otros tributos, ventajas especiales y, eventualmente, el pago de dividendos por parte de PDVSA. En todo caso, la indeterminación de los dos principales títulos del *government take* planteaba serios problemas desde la perspectiva de la seguridad jurídica y el principio de legalidad tributaria y, sobre todo, impedía a las empresas operadoras conocer con antelación las contribuciones exigibles. Las dos resoluciones, con base en el Reglamento, corrigen buena parte de esa indeterminación.

1. La estructura de la alícuota agregada en las actividades primarias

El artículo 43 del Reglamento establece la Alícuota Agregada —suma de la regalía y del impuesto integrado de hidrocarburos— en función del tipo de proyecto, en los siguientes términos: veinte por ciento (20%) para campos sin desarrollar (*greenfield*); veinticinco por ciento (25%) para campos de petróleo extrapesado; treinta por ciento (30%) para campos desarrollados (*brownfield*) sin producción; y treinta y cinco por ciento (35%) para campos desarrollados con producción. Los proyectos costa afuera y aquellos que incluyan la construcción o ampliación de plantas de mejoramiento o refinación integradas al Plan de Negocios cuentan con una reducción de hasta cinco (5) puntos porcentuales⁷.

De esa manera, la carga fiscal se gradúa inversamente al riesgo y a la inversión requerida. Un campo sin desarrollar, que exige exploración e infraestructura desde cero, soporta la alícuota más baja; un campo desarrollado y en producción, con infraestructura amortizada y flujo de caja

⁷ La Resolución n° 024/2026, en su artículo 27, reproduce esta misma tabla.

inmediato, soporta la más alta. Comparado con el *government take* previo a 2026, que incluía, para algunos proyectos, el llamado “impuesto sombra” de hasta el cincuenta por ciento (50%), se aprecia una rebaja en la alícuota, lo que, por un lado, reducirá los ingresos fiscales del Estado en términos porcentuales, pero, por otro, podría contribuir al aumento de la producción y, por ello, al aumento del ingreso fiscal en términos brutos. Sin embargo, lo cierto es que este nuevo régimen fiscal se basa en reglas fijas, lo que otorga una indebida rigidez a la participación fiscal que, frente a los vaivenes del precio del petróleo, puede generar incentivos perversos para que el Estado intente capturar la renta⁸.

Pareciera que el artículo 43 fija el monto máximo del *government take* determinado por la regalía y el impuesto integrado. Esto quiere decir que, a falta de una determinación expresa, la alícuota agregada de ambos títulos será la definida en el citado artículo. Empero, el artículo 44 del Reglamento permite, mediante decreto, definir alícuotas específicas por proyecto, *“una vez obtenida la opinión favorable del Ministerio con competencia en materia de finanzas”*. Esta alícuota especial será incorporada *“en el Decreto o Resolución de Términos para el Desarrollo de las Actividades Primarias o en el Contrato con empresas de exclusiva propiedad de la República o sus filiales que han de suscribirse, y deberán cumplir con lo previsto en las Normas que, a tal efecto, dictará el Ministerio con competencia en materia de hidrocarburos”*.

En todo caso, la alícuota agregada no determina cómo se distribuye la participación por título. La citada Resolución n° 024/2026 no aclara el tema y se limita a reiterar los montos máximos de la regalía (30%, artículo 4) y del impuesto integrado (15%, artículo 11). La suma de ambos máximos, en todo caso, excede la alícuota agregada mayor, que es del treinta y cinco por ciento (35%). Con lo cual, la distribución entre la regalía y el impuesto debe definirse en cada caso concreto mediante el decreto presidencial correspondiente y el contrato.

⁸ Los mecanismos de ajuste del equilibrio económico operan a favor del inversor, no de PDVSA. Así, el artículo 26 de la Ley de reforma protege el equilibrio económico frente a cambios regulatorios que puedan elevar la carga fiscal, pero no permite al Estado aumentar esa carga en caso de mayor incremento del precio. Tampoco ese equilibrio permite, de manera clara, reducir el monto de la alícuota agregada cuando ello sea necesario para promover la inversión privada, en especial en nuevos proyectos. Con todo, la posibilidad de definir alícuotas especiales con esa finalidad no está del todo excluida, como se desprende del artículo 44 del Reglamento. Esta imprecisión confirma que el régimen fiscal no fue acotado debidamente. Una forma de evitar tal rigidez habría sido establecer un *government take* variable en función del retorno financiero del proyecto, basado en el llamado factor *R*. De este modo, la participación del Estado se ajusta automáticamente a la rentabilidad realmente obtenida, sin necesidad de renegociar el contrato ni de tramitar solicitudes de reequilibrio.

2. La determinación de la base imponible de la regalía e impuesto integrado

La Resolución n° 024/2026 precisa que la base imponible de la regalía es el volumen de hidrocarburos de la producción fiscalizada en los puntos de fiscalización autorizados, valorizado conforme a la metodología definida en la Resolución (artículos 5 a 10). El impuesto integrado de hidrocarburos tiene por base imponible los ingresos brutos de las actividades de extracción de hidrocarburos y gas asociado *“a los que se adicionarán los Ingresos Brutos relativos a otras actividades que realicen los Sujetos Pasivos de este impuesto”* (artículo 12). A efectos de liquidación, según el artículo 13, *“el valor de los Ingresos Brutos para los Sujetos Pasivos del Impuesto Integrado de Hidrocarburos, será igual al valor total de los beneficios económicos recibidos por la actividad que realicen según su objeto social y que hayan recibido durante el ejercicio económico gravable, y corresponderá a los ingresos brutos reflejados en los Libros de Ventas”*.

Nótese que la base imponible en uno y otro caso es distinta, por lo cual la única manera de determinar el monto de la participación fiscal con base en las alícuotas integradas es conocer cómo se distribuye dicho monto. En otros términos, la alícuota agregada del treinta y cinco por ciento (35%) no se determina con base en la producción pues, técnicamente, esta es la base imponible de la regalía. Sin embargo, asumiendo que los ingresos brutos por la venta del petróleo producido deben corresponder a la valoración de esa producción y, solo a efectos aproximativos, el monto de la alícuota agregada podría corresponder al valor de la producción.

La Resolución n° 002/2026 define la alícuota del impuesto para actividades aguas abajo: cinco por ciento (5%) por actividades de mejoramiento y refinación (artículo 6), tres por ciento (3%) por industrialización (artículo 9), cero por ciento (0%) por comercialización interior (artículo 12), y cinco por ciento (5%) por servicios petroleros (artículo 15).

Finalmente, el artículo 3 de la Resolución reitera que los sujetos pasivos son las empresas operadoras. Esto abarca, de acuerdo con el artículo 23 de la Ley de reforma, a las filiales y a las empresas mixtas de PDVSA, así como al inversor privado que suscribe el contrato de participación productiva con dichas filiales. Sin embargo, el artículo 48 del Reglamento, reiterando el artículo 44 de la Ley de reforma, establece que las filiales serán agentes de retención o de percepción, no el inversor privado.

3. *El mecanismo de revisión de alícuotas*

Tanto el Reglamento como la Resolución n° 024/2026 han desarrollado el mecanismo para implementar la garantía del equilibrio económico-financiero definida en el artículo 26 de la Ley de reforma. Según el artículo 46 del Reglamento, en concordancia con su artículo 5, la empresa operadora puede solicitar al ministerio del ramo la reducción de las alícuotas, con los soportes correspondientes. El artículo 32 de la Resolución n° 024/2026 limita las solicitudes que, en este sentido, pueden presentarse: solo podrán formularse cada cinco (5) años contados a partir del último ajuste, y no más de tres (3) veces durante el ciclo de vida del proyecto, incluidas sus prórrogas.

Estas limitaciones reducen la garantía del equilibrio económico, en el sentido de que, aun adoptándose políticas que incrementen la carga fiscal, la empresa operadora (incluido el contratista privado de filiales) podrá verse impedida de solicitar el ajuste del equilibrio fiscal.

Por su parte, los artículos 33 y 34 fijan los parámetros conforme a los cuales el ministerio evalúa la solicitud, incluyendo la naturaleza del proyecto, la inversión de capital, la economicidad del proyecto y la necesidad de asegurar la competitividad internacional. Estos criterios reducen la discrecionalidad ministerial y elevan la garantía del equilibrio financiero. Sin embargo, no se introduce ningún mecanismo de simplificación de trámites, por lo cual cualquier medida para el restablecimiento del equilibrio requerirá la decisión expresa del ministerio.

Cabe destacar que el citado artículo 33, al enumerar los elementos de inversión en capital que pueden considerarse, incluye los riesgos asociados a la ejecución y a la recuperación de la inversión previamente establecida. Sin embargo, el artículo dispone que ese criterio “no podrá incorporarse como elemento de calificación en los casos en que existan condiciones de arbitraje internacional para la resolución de controversias”. Esta previsión desincentiva la inclusión de cláusulas de arbitraje internacional, como ampliaremos más adelante.

4. *Balance del nuevo marco fiscal y referencia al impuesto sobre la renta.*

La principal mejora introducida en el Reglamento y la Resolución n° 024 consiste en definir el monto máximo de los dos componentes más importantes del *government take*, esto es, la regalía y el impuesto integrado.

Empero, esta definición, a través de la alícuota agregada, es insuficiente, porque no se aclara cómo se distribuye esa alícuota entre la regalía y el impuesto integrado, y, además, es necesario considerar los otros títulos de la participación fiscal, como las ventajas especiales que pueden definirse en los términos del artículo 34 de la Ley de reforma.

Mención especial merece la alícuota del impuesto sobre la renta, que no fue alterada por la Ley de reforma, aun cuando el artículo 58 permite rebajarla *“por órgano del Ministerio con competencia en materia de finanzas, previa opinión del Ministerio con competencia en materia de hidrocarburos”*. Aun cuando el artículo 45 del Reglamento reitera la potestad de rebajar esa alícuota, su segundo párrafo incluye una rebaja para proyectos tipificados como campos sin desarrollar (greenfield), que tendrán una alícuota del impuesto sobre la renta del treinta y cuatro por ciento (34%). Nótese que esa rebaja no se acordó conforme a los términos del artículo 58 de la Ley.

La mayor claridad en torno al *government take* deja sin resolver la distribución de la regalía y del impuesto integrado, lo que se presta a un régimen disperso que impide determinar con certeza los ingresos fiscales petroleros del fisco nacional.

Además, la garantía del equilibrio económico-financiero del contrato no se define adecuadamente para la protección de la inversión privada, a pesar de las importantes mejoras en la acotación de la discrecionalidad ministerial. Lo más grave es la limitación del número de solicitudes que la empresa operadora puede presentar para la revisión del marco fiscal, aunada a la ausencia de mecanismos de simplificación administrativa, en especial cuando el ministerio no responda oportunamente a la petición. Estas debilidades deben abordarse en el contrato para reforzar los incentivos que la inversión privada requiere.

II. LA CONCENTRACIÓN DE FUNCIONES EN EL MINISTERIO Y LOS DERECHOS CONTRACTUALES DE LA INVERSIÓN PRIVADA

El artículo 1 del Reglamento define su objeto como el establecimiento de las normas técnicas, operativas, fiscales y de control necesarias para la aplicación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos a lo largo de toda la cadena de valor. Este ámbito es excesivamente amplio. El reglamento ejecutivo no debe contener normas técnicas, que deberían ser dictadas por el ministerio mediante procedimientos abiertos y transparentes. En este punto queda en evidencia una de las principales deficiencias de la Ley de reforma: la

ausencia de un ente técnico regulador, lo que se traduce en la concentración de las potestades regulatorias en el ministerio del ramo.

El artículo 4 del Reglamento intenta matizar el riesgo de una sobrecarga regulatoria, al disponer que las potestades de ordenación y control serán ejercidas *“atendiendo a criterios de motivación, proporcionalidad y razonabilidad en relación con los impactos técnicos, económicos y contractuales”*. Sin embargo, la ausencia de un regulador técnico y de legislación sobre mejora regulatoria impide el efectivo cumplimiento de esta garantía orientada a favorecer la calidad regulatoria.

1. El Plan de Negocios como fuente material de los derechos contractuales y el control centralizado del ministerio

La pieza central del modelo regulatorio es el Plan de Negocios. El artículo 2.35 del Reglamento lo define como el documento técnico-financiero presentado por las empresas operadoras y aprobado por el ministerio, que contempla la planificación de la explotación y el desarrollo de las reservas probadas. El artículo 26 exige la aprobación de la Memoria Descriptiva del Plan de Negocios, que constituirá el compromiso de inversión de la operadora y mediante la cual se medirá el cumplimiento del ejercicio de las actividades primarias⁹.

El artículo 26 fija un plazo de noventa días continuos para que el ministerio decida si aprueba, rechaza o propone la modificación del Plan de Negocios. La existencia del plazo representa un avance frente a las autorizaciones sin término. Pero no se establece consecuencia alguna por el vencimiento del plazo sin decisión, ni se prevé el silencio administrativo con efectos positivos. Tampoco se definen los criterios conforme a los cuales el ministerio aprobará o rechazará el Plan, ni el estándar de motivación exigible para la propuesta de modificación.

Es importante recordar que el concepto de empresa operadora, de acuerdo con el artículo 2.18 del Reglamento y el artículo 23 de la Ley, abarca las filiales y las empresas mixtas de PDVSA, así como al inversor privado que realiza actividades petroleras mediante contratos con dichas filiales. No se considera operador al socio minoritario de la empresa mixta que asume la realización de dichas actividades mediante contrato, tal como lo permite el artículo 36 de la Ley, como ampliamos en la siguiente sección. En todo

⁹ El artículo 15 desarrolla estos controles ministeriales sobre el Plan de Negocios, el Programa Mínimo Exploratorio y el Plan de Delineación y Captura de Información.

caso, el control ministerial sobre el Plan de Negocios incide en el núcleo financiero de la inversión privada, tanto como empresa operadora (como contratista de la filial) como contratista de la empresa operadora (en el caso de la empresa mixta). Como resultado, son las potestades de ordenación y limitación del ministerio del ramo, y no el contrato, las que definen ese núcleo financiero. Esta conclusión se refuerza por la concentración de controles administrativos en el ministerio sobre todas las operaciones, como luego ampliamos¹⁰.

2. *Los “Acuerdos de Operación” con empresas mixtas y el contrato con filiales. Los riesgos para la estabilidad contractual en desmedro de las garantías de la inversión privada.*

El artículo 2.3 del Reglamento define el “Acuerdo de Operación” como el contrato que regula la cooperación, los costos, los derechos, los riesgos y las obligaciones entre los socios de la empresa mixta y designa a un operador para la gestión diaria de las actividades de producción. La definición se refiere, entonces, al segundo de los dos modelos contractuales introducidos por la Ley de reforma, esto es, el contrato suscrito entre el socio minoritario y la empresa mixta, conforme al artículo 36 de la Ley. Por ello, según el artículo 27 del Reglamento, el accionista minoritario que desee asumir la gestión técnica y operativa del proyecto debe solicitar la autorización previa del ministerio, acompañando dicha solicitud de los “acuerdos de operación” suscritos con el accionista mayoritario.

El Reglamento no desarrolla, en cambio, las condiciones generales del primer modelo contractual: el contrato celebrado entre la inversión privada y las empresas de exclusiva propiedad de la República o sus filiales, previsto en el artículo 23 de la Ley. Esto es, el contrato con las filiales de propiedad exclusiva de PDVSA y, en concreto, con PPSA, aun cuando, como vimos, el contratista de PPSA sí se considera empresa operadora. El último párrafo del artículo 14 somete la celebración de ese contrato al control autorizatorio ministerial, a fin de evaluar la capacidad financiera y técnica, así como la idoneidad y la capacidad para ejercer las actividades primarias.

¹⁰ Por ejemplo, el control ministerial es concentrado por otras normas del Reglamento, que establecen el principio general de autorización previa para realización de actos corporativos (artículo 10), realización de actividades primarias por las empresas operadoras (artículo 12), actividades exploratorias (artículo 15), incluyendo el Programa Mínimo Exploratorio (artículo 16), y el Plan de Delineación y Captura de Información de Datos Geofísicos y Geológicos (artículo 17).

Lamentablemente, el Reglamento no incorpora las cláusulas generales de los dos modelos contractuales definidos en la Ley de reforma, lo que no contribuye a afianzar la seguridad jurídica. Por el contrario, el Reglamento reduce esa seguridad al ampliar el control ministerial sobre la inversión privada. En la práctica, existe el riesgo de que, sin perjuicio de lo señalado en los dos modelos contractuales previstos en la Ley (celebrados con filiales y empresas mixtas), prevalezcan las potestades de ordenación y limitación del ministerio. Este riesgo está presente en el artículo 3, que dispone que el marco regulatorio, con base en los principios de legalidad y jerarquía, debe observarse *“en los instrumentos de naturaleza contractual que se acuerden y suscriban en el marco del desarrollo de actividades regidas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos”*.

Como resultado, los mecanismos de protección de la inversión privada que puedan definirse en los contratos, quedan sometidos al Reglamento, a las normas técnicas y, en general, a las potestades de ordenación y limitación del ministerio del ramo, lo que incide desfavorablemente en la seguridad jurídica. Las licencias generales dictadas por la OFAC, como veremos más adelante, incrementan ese riesgo.

III. LAS CARGAS ADMINISTRATIVAS Y LAS BARRERAS A LA INVERSIÓN PRIVADA

El Reglamento crea un extenso catálogo de autorizaciones, permisos, licencias y registros a cargo del ministerio del ramo, definido en su mayoría de manera abierta, sin precisar las condiciones de otorgamiento o denegación ni los mecanismos de simplificación de trámites. El resultado es un sistema en el que el ministerio se erige como la autoridad centralizada para la planificación de todas las actividades de hidrocarburos, incluidas las emprendidas por la inversión privada, lo que reduce el ámbito de los derechos económicos,

1. Los controles en las actividades primarias

El artículo 10 establece la autorización ministerial para la tramitación de actos jurídicos ante registros y notarías relativos a la constitución de figuras jurídicas, la cesión de derechos y la participación accionaria, los gravámenes o la modificación de los términos estatutarios. Esta norma sí fija plazos — veinte días para resolver, cinco días para informar la omisión de requisitos —

y aclara que los actos jurídicos distintos no requieren autorización. Es cuestionable, en todo caso, la indeterminación del control ministerial sobre los actos corporativos, que deben quedar regidos por la libertad de empresa.

Además, la realización de actividades primarias, según el artículo 12, se somete a control previo ministerial, al igual que las actividades de exploración (artículo 15), el Programa Mínimo Exploratorio y el Plan de Delineación y Captura de Información (artículos 16 y 17), y las garantías que deben presentarse (artículo 18). El sometimiento de reservas por descubrimiento también se somete a control ministerial (artículos 19, 20 y 23). Las actividades de extracción solo pueden realizarse de conformidad con las autorizaciones ministeriales, incluyendo el Plan de Delineación (artículo 25), el comentado Plan de Negocios (artículo 26), el contrato con el accionista minoritario de la empresa mixta (artículo 27), el Plan de Trabajo (artículos 28 a 30), así como los Proyectos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos y de recuperación secundaria (artículos 31 y 32).

En la práctica, es el ministerio del ramo quien delimita los derechos de la inversión privada, tanto en su condición de empresa operadora con contratos celebrados con filiales, como en su rol de accionista minoritario a cargo de la operación. Ninguno de estos controles fue flexibilizado mediante técnicas de simplificación de trámites, incluida la figura del silencio administrativo de efectos positivos, lo que no contribuye a la calidad regulatoria. El resultado es un marco regulatorio centralizado contrario a las garantías jurídicas de la libertad de empresa.

2. *Los controles en las actividades aguas abajo*

Las actividades aguas abajo están sometidas a un control ministerial amplio. El artículo 50 establece el Plan Nacional de Infraestructura de Refinación, enmarcado en el Plan de Desarrollo Económico de la Nación, el cual es definido por el ministerio del ramo. El artículo 51 exige la licencia para el ejercicio de las actividades de refinación, y el artículo 54 añade un registro obligatorio. El mismo esquema se reproduce en la industrialización: el artículo 60 exige el permiso, mientras que el artículo 61 exige el registro correspondiente¹¹.

¹¹ El artículo 60 exige, además, que con carácter previo al permiso el interesado obtenga “la verificación de la disponibilidad de la corriente de refinación a industrializar”. Esta previsión subordina el acceso al mercado de la industrialización a una decisión ministerial de contenido impreciso.

3. Los controles sobre la comercialización

De conformidad con el artículo 41 de la Ley de reforma, la remuneración de la inversión privada depende de la distribución de la producción, lo que implica que la comercialización es un derecho esencial para promoverla. El Reglamento, sin embargo, le otorga un tratamiento muy precario.

A estos fines, el Reglamento diferencia entre la comercialización interna y la externa, es decir, las exportaciones. La primera se destina a abastecer el mercado interno y requiere del correspondiente permiso ministerial (artículo 68), para lo cual se dará prioridad al suministro nacional (artículo 69). La norma establece que *“el Ministerio con competencia en materia de hidrocarburos, en situaciones que lo ameriten, podrá establecer medidas de contingencia que dispongan la priorización del suministro hacia sectores estratégicos”*. Esta potestad indeterminada otorga pleno control sobre toda la producción, incluso más allá de lo que establezca el contrato correspondiente, en la medida en que ello sea necesario para mantener el suministro interno¹².

Además del control sobre la comercialización, el Reglamento somete a control la actividad de almacenamiento (artículo 70), transporte (artículo 71), distribución (artículo 72) y expendio (artículo 73). El control ministerial integral sobre el comercio interno se extiende al precio de venta de los productos derivados de hidrocarburos que se comercialicen dentro del territorio nacional, para su uso como materia prima por las empresas industrializadoras o como combustible (artículo 74), así como al precio (o tarifa) del servicio de transporte (artículo 75) y a los márgenes de comercialización (artículo 76).

En cuanto a la comercialización externa, el artículo 80 exige la autorización ministerial y, en todo caso, establece que la exportación solo puede realizarse por las empresas operadoras. Para la inversión privada, esto implica dos limitaciones. La primera es que, en principio, el socio minoritario de la empresa mixta, mediante el llamado “acuerdo de operación”, no podría exportar, pues no es la empresa operadora¹³. La segunda es que, en todo caso, el derecho a exportar no deriva del contrato de participación productiva sino de la autorización ministerial. A estos

¹² Para estos efectos, el ministerio debe definir el “Balance Nacional de Hidrocarburos”, según el artículo 77.

¹³ El socio minoritario puede exportar o comercializar petróleo de acuerdo con el artículo 36.1 de la Ley de reforma, pero ese derecho no está claramente definido en el Reglamento.

efectos, el control ministerial, según el artículo 81, se extiende al Plan de Comercialización, acotándose que el ministerio “*en casos excepcionales, podrá intervenir estos planes de comercialización, por razones de interés nacional, sin perjuicio de las compensaciones verificables que hubiere que realizar a las Empresas Operadoras*”. Esta potestad abierta ratifica el control centralizado del ministerio del ramo sobre la actividad de comercialización¹⁴.

Además, de acuerdo con el artículo 85, el ministerio tiene la potestad de definir la “*metodología para la determinación y cálculo de los precios de venta de exportación de los hidrocarburos naturales o mejorados, así como sus derivados, por parte de la empresa de exclusiva propiedad de la República o su filial autorizada para tal fin*”. Esta norma refuerza el control ministerial sobre la comercialización exterior o exportación de petróleo, incrementando los controles definidos en la Ley de reforma, incluido su artículo 69. Como resultado, la comercialización no es una actividad de libre desenvolvimiento ni depende de los términos del contrato.

En resumen, el Reglamento reduce aún más la calidad del derecho de inversión privada para exportar el petróleo producido. Más allá de lo que pueda disponer el contrato, esa comercialización se subordina a la regulación del ministerio, de amplio contenido discrecional. Además, el Reglamento genera dudas sobre el derecho del socio minoritario a exportar petróleo en el marco del llamado acuerdo de operación.

4. Las potestades de inspección y fiscalización

El artículo 7 obliga a garantizar al ministerio “*el acceso irrestricto y permanente*” a las instalaciones administrativas y operativas, así como a la información derivada, relacionada y vinculada al ejercicio de las actividades. El artículo 93 establece que la potestad de inspeccionar y fiscalizar “*es permanente e integral*” y abarca los aspectos técnicos, operativos, económicos, financieros y ambientales. Los artículos 94 a 96 facultan a las Unidades Administrativas Regionales para realizar visitas técnicas, requerir información, examinar registros y datos operacionales y auditar el volumen de hidrocarburos extraídos¹⁵.

¹⁴ El artículo 82 somete a control la exportación de productos derivados, mientras que el artículo 84 define amplias potestades de inspección de calidad a favor del ministerio.

¹⁵ El artículo 95 introduce los criterios de riesgo, materialidad, historial de cumplimiento, criticidad operativa y eficiencia como parámetros de la inspección. Estos criterios acotan la discrecionalidad en la inspección.

En general, el ministerio tiene amplias potestades de regulación en materia de los sistemas de medición fiscal (artículo 98), lo cual se extiende a la emisión del acta de producción fiscalizada (artículo 99). La inspección a cargo de las Unidades se extiende, además, a los lineamientos de los protocolos de seguridad (artículo 102).

Estas amplias potestades de inspección ratifican la concentración de funciones de regulación en el ministerio, el cual se erige como la principal autoridad de control, incluso, desplazando el rol de las filiales y empresas mixtas como entes contratantes de los nuevos contratos introducidos en la Ley de reforma.

IV. EL RÉGIMEN SANCIONADOR Y LA REVOCATORIA DE DERECHOS

La potestad de regulación del ministerio del ramo se extiende a la potestad sancionadora mediante multas y órdenes de suspensión de actividades (artículo 108)¹⁶. A estos efectos, el artículo 110 dispone que las infracciones se clasificarán en leves, graves y gravísimas, atendiendo a la entidad del daño causado al interés general, al perjuicio económico a la República y a la reincidencia. Estas infracciones se describen en los artículos 111, 112 y 113, pero los dos últimos establecen que *“las infracciones aquí señaladas son meramente enunciativas y no taxativas”*. Esta previsión pretende facultar al ministerio para imponer sanciones por infracciones no tipificadas previamente, lo cual contradice el principio de legalidad de las penas y sanciones previsto en el artículo 49.6 de la Constitución, en desmedro de la seguridad jurídica.

Además, el artículo 118 regula la revocatoria de los derechos de ejercicio de las actividades primarias por parte de las empresas mixtas. Cinco de sus seis causales están razonablemente delimitadas: incumplimiento del Plan de Negocios aprobado, incumplimiento en el pago de obligaciones fiscales o de ventajas especiales, cesación de la producción por doce meses acumulados en tres años, sin causa de fuerza mayor ni autorización, cambio en la composición accionaria de la empresa mixta sin autorización previa, y pérdida demostrable de la idoneidad y capacidad. La sexta causal — *“cualquier otro incumplimiento demostrado en las obligaciones sustanciales de las Empresas Operadoras”* — vacía de contenido a las cinco anteriores. En la

¹⁶ Las multas previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos *“oscilan entre cincuenta (50) y cincuenta mil (50.000) veces el tipo de cambio oficial de la moneda de mayor valor publicada por el Banco Central de Venezuela”*.

práctica, este supuesto otorga un margen de discrecionalidad indebido al ministerio para revocar los derechos petroleros otorgados a la empresa mixta, lo que conllevaría la revocación del contrato o del acuerdo de operación con inversión privada¹⁷.

El artículo 120 añade una causal general de revocatoria de permisos por infracción de *“las disposiciones establecidas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, en las leyes aplicables a la materia y en otras disposiciones establecidas en dichos permisos”* (numeral 5). Esta norma parece regir sobre todo permiso o autorización, esto es, la resolución ministerial que autoriza o permite la realización de actividades de hidrocarburos, incluyendo, por ende, las actividades primarias y la contratación de inversores privados, en contratos suscritos con filiales o con empresas mixtas. Como resultado, esta norma eleva la incertidumbre respecto de los derechos que puede ejercer la inversión privada.

En resumen, la potestad sancionadora del ministerio del ramo reduce aún más la certidumbre jurídica de la inversión privada, hasta el punto de poner en riesgo la estabilidad de sus derechos contractuales para realizar actividades petroleras en el marco de los contratos de participación productiva celebrados con filiales o, de ser el caso, con empresas mixtas.

V. LA SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS Y SU TENSIÓN CON LA LICENCIA GENERAL N° 52A

El artículo 107 del Reglamento dispone que las *“dudas y controversias de cualquier naturaleza que surjan o puedan surgir en el marco de la ejecución de los contratos que se suscriban para la realización de las actividades reguladas por Ley Orgánica de Hidrocarburos, que no puedan ser resueltas de mutuo y amistoso acuerdo entre las partes, podrán ser sometidas a la decisión de los Tribunales competentes de la República o mediante los mecanismos alternativos de resolución de controversias como la mediación, conciliación, negociación y el arbitraje”*. Esta norma sigue el artículo 8 de la Ley de reforma y, con ello, mantiene las tensiones con las previsiones de las licencias generales.

¹⁷ El citado artículo 118 dispone que el ministerio con competencia en materia de Hidrocarburos “podrá revocar el derecho del ejercicio de las Actividades Primarias de las Empresas Operadoras a las que se refiere el numeral 2 del artículo 23 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos”. Ese numeral rige a las empresas mixtas. Luego, el citado artículo no se aplica a la revocatoria de los derechos de las filiales ni a la revocatoria del contrato celebrado entre éstas e inversores privados.

Si tomamos como ejemplo la licencia general n° 52A, encontramos la siguiente previsión en torno al Derecho aplicable y a los mecanismos de solución de controversias, contenida en su párrafo (a)(1)¹⁸:

“Cualquier contrato relacionado con estas operaciones con PDVSA, sus filiales o empresas mixtas, debe especificar que: (i) los términos se interpretarán y aplicarán conforme a las leyes de un estado o jurisdicción dentro de los Estados Unidos; y (ii) las controversias relacionadas con el contrato se resolverán en los Estados Unidos, Reino Unido, Francia o Singapur”

Ni la Ley de reforma ni el Reglamento se ajustan plenamente a esta previsión. En cuanto a la resolución de disputas, la Ley y el Reglamento permiten incluir, como mecanismo de solución de controversias, a los tribunales de Venezuela, lo cual violaría la licencia. En todo caso, ni la Ley ni el Reglamento se oponen a la inclusión de cláusulas de arbitraje internacional, con sede en Estados Unidos, el Reino Unido, Francia o Singapur, lo que permitiría cumplir con las licencias. No solo el Reglamento no prevé el arbitraje internacional, sino que lo penaliza, como vimos, en el citado artículo 33 de la Resolución n° 024/2026.

Tampoco el Reglamento resuelve el tema del Derecho aplicable, lo que genera una laguna que incrementa el riesgo de incumplimiento de las licencias. En las modificaciones incorporadas (como sucedió con el cambio de la licencia 52 a la 52A), se aclaró que la relación entre el Derecho de Estados Unidos y el de Venezuela es de complementariedad. Así, según la respuesta a la pregunta frecuente n° 1.260 publicada por la OFAC, el Derecho de Estados Unidos (federal o estatal) debe regir los derechos y obligaciones contractuales, su cumplimiento, las causales de incumplimiento, las obligaciones de pago, la terminación, la validez, la cesión o novación y la exigibilidad. Sin embargo, todo lo relacionado con las potestades regulatorias, los permisos y licencias administrativos, las concesiones y las materias laborales, ambientales, de salud y seguridad, así como otros requisitos regulatorios de obligatorio cumplimiento, se rige por el Derecho venezolano. Así lo establece la nota 2 del párrafo (a) de la citada licencia.

¹⁸ Traducción libre.

Los contratos que se firmen en ejecución de la Ley de reforma, entre inversores privados y las filiales y empresas mixtas de PDVSA, deben incluir la cláusula que, en los términos señalados, pacta la aplicación del Derecho de Estados Unidos, pues de lo contrario existirá el riesgo de colisión con las licencias. El Reglamento silencia este importante tema, que debe entonces abordarse en el contrato. En todo caso, bajo las licencias, filiales y empresas mixtas firmarán contratos para la realización de actividades primarias, sometidos en parte al Derecho extranjero, lo cual precisa de un adecuado estudio en cuanto a la constitucionalidad de esta disposición¹⁹.

En todo caso, la nota 2 al párrafo (a), al ratificar la aplicación de las potestades regulatorias, eleva el riesgo de la inversión privada derivada de los controles centralizados del ministerio del ramo reconocidos con amplitud en el reglamento. Esta norma ha debido llevar a extremar la calidad regulatoria del Reglamento, introduciendo regulaciones equilibradas, favorables a la libertad de empresa y a la libertad de contratación. Pero no fue el caso, pues la regulación centralizada atenta más bien contra las libertades económicas, creando posibles barreras a la inversión privada.

CONCLUSIONES

El propósito de la Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos es favorecer, desde el marco institucional, el incremento de la producción petrolera en Venezuela, como parte de las políticas diseñadas por Estados Unidos. En tanto que ese incremento requiere importantes inversiones de capital que PDVSA no puede cubrir, la Ley otorgó piso legal a los contratos que permiten a la inversión privada asumir las operaciones petroleras, siguiendo el modelo del llamado contrato de participación productiva. Para acompañar este proceso, el Reglamento y las regulaciones de la Ley han debido adoptar un marco institucional que promueva la inversión privada, fortaleciendo la certeza jurídica de sus derechos contractuales y, en general, definiendo garantías de los derechos económicos. Este marco regulatorio pro mercado era especialmente necesario si recordamos que la precariedad institucional en Venezuela favoreció medidas de expropiación que menoscabaron la inversión privada en el sector petrolero²⁰.

¹⁹ Excede de este trabajo el análisis de esta importante cuestión.

²⁰ Sobre esa falla institucional, en el ámbito jurídico, Brewer-Carías, Allan, *Crónica de una destrucción. Concesión, nacionalización, apertura, constitucionalización, desnacionalización, estatización, entrega y*

En otras palabras: tomando en cuenta los esfuerzos operacionales y financieros para recuperar la producción petrolera y la debilidad institucional de Venezuela, el Reglamento ha debido mejorar notablemente la calidad regulatoria, reduciendo cargas y elevando la certeza y la protección de los derechos económicos de la inversión privada. Pero en balance, ni el Reglamento ni las resoluciones logran ese objetivo. Por el contrario, ahora las cargas regulatorias se han incrementado y, con ello, la incertidumbre sobre los derechos económicos de los inversores privados, que operan como contratistas de filiales y de empresas mixtas. Repasemos las principales barreras regulatorias introducidas en el nuevo marco.

La primera barrera es la *indeterminación del régimen fiscal*. Aun cuando el artículo 43 del Reglamento fija la alícuota agregada por tipo de proyecto, ni ese artículo ni la Resolución n° 024/2026 precisan cómo se distribuye dicha alícuota entre la regalía y el impuesto integrado, títulos que responden a bases imponibles distintas. A ello se suma la potestad ministerial de definir alícuotas específicas por proyecto conforme al artículo 44, así como la rigidez de un régimen basado en reglas fijas que, ante los vaivenes del precio del petróleo, genera incentivos para que el Estado intente capturar la renta.

La segunda barrera es la *debilidad de la garantía del equilibrio económico-financiero*. Si bien los artículos 33 y 34 de la Resolución n° 024/2026 acotan la discrecionalidad ministerial mediante parámetros tasados, el artículo 32 limita las solicitudes de revisión a una por cada cinco años y a un máximo de tres durante el ciclo de vida del proyecto. Tampoco se prevé un plazo de decisión ni un mecanismo de simplificación ante la inactividad del ministerio. La garantía de equilibrio financiero del artículo 26 de la Ley de reforma queda, así, sensiblemente reducida.

La tercera barrera es la *penalización implícita del arbitraje internacional*. El artículo 33 de la Resolución n° 024/2026 excluye, como elemento de calificación de la solicitud de reequilibrio, los riesgos asociados a la ejecución y recuperación de la inversión cuando el contrato prevea condiciones de arbitraje internacional. La norma desincentiva precisamente el mecanismo de solución de controversias que exigen las licencias generales de la OFAC.

degradación de la industria petrolera, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2018, pp. 111 y ss.; y Hernández G., José Ignacio, *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2023, pp. 146 y ss. Desde una perspectiva técnica, Monaldi, Francisco et al., *The collapse of the Venezuelan oil industry: The role of above-ground risks limiting foreign investment*, Center for Energy Studies-Rice University's Baker Institute for Public Policy, 2021, p. 11.

La cuarta barrera es la *concentración de todas las potestades regulatorias en el ministerio del ramo*, hasta el punto de que este diseñe un sistema de planificación centralizado. En la práctica, el ministerio controla todos los actos de la cadena de valor, desde la exploración hasta la exportación, mediante facultades discrecionales. No hay, además, ninguna herramienta de mejora regulatoria que mida el impacto de estas regulaciones. En la práctica, la conducción de las actividades petroleras no depende de lo que establezca el contrato de participación productiva correspondiente, sino de la potestad regulatoria del ministerio. La ausencia de una agencia regulatoria técnica en la Ley de reforma agrava los riesgos de esta sobre-regulación.

La quinta barrera consiste en la *subordinación de los derechos contractuales al Plan de Negocios*. Conforme a los artículos 2.35 y 26 del Reglamento, es este documento —y no el contrato— el que define el núcleo financiero de la inversión privada. El ministerio retiene potestades indeterminadas que le permiten intervenir en ese plan de negocios, en detrimento de la estabilidad de los derechos contractuales.

La sexta barrera es la *ausencia de condiciones generales en los contratos petroleros*. El Reglamento no desarrolla el contenido del contrato celebrado entre la inversión privada y las filiales de propiedad exclusiva de la República, previsto en el artículo 23 de la Ley, y apenas esboza el contrato celebrado entre el socio minoritario y la empresa mixta, denominado "Acuerdo de operación". Peor aún, el artículo 3 subordina los instrumentos contractuales al Reglamento y a las normas técnicas, por lo cual las protecciones que la inversión privada pacte quedan expuestas a las potestades de ordenación y limitación del ministerio. Esto quiere decir que la calidad del contrato de participación productiva puede verse reducida por la carga regulatoria derivada de los poderes de planificación centralizada del ministerio.

La séptima barrera es el *control autorizatorio generalizado sobre las actividades primarias*, que abarca los actos corporativos (artículo 10), el ejercicio mismo de la actividad (artículo 12), la exploración (artículos 15 a 18), el sometimiento de reservas (artículos 19, 20 y 23), la delineación de yacimientos (artículo 25), el Plan de Negocios (artículo 26), el acuerdo con el socio minoritario (artículo 27), el Plan de Trabajo (artículos 28 a 30) y los proyectos de recuperación mejorada y secundaria (artículos 31 y 32). Ninguno de estos controles fue flexibilizado mediante técnicas de

simplificación de trámites, incluido el silencio administrativo de efectos positivos.

La octava barrera, de particular gravedad, es el *control centralizado de la comercialización*. Dado que la remuneración del inversor privado depende de la distribución de la producción, preservar el derecho de la inversión privada a comercializar es esencial. Empero, en el Reglamento, la comercialización externa exige autorización ministerial y solo puede ejercerla la empresa operadora (artículo 80), lo que suscita dudas indebidas sobre el derecho del socio minoritario a exportar. El Plan de Comercialización puede ser intervenido por razones de interés nacional (artículo 81), y el ministerio fija la metodología de los precios de exportación (artículo 85). El derecho a comercializar no deriva, así, del contrato, sino de la autorización administrativa discrecional. Esto puede restringir la capacidad del inversor privado para financiar sus operaciones, por ejemplo, mediante un contrato “offtake”, en la medida en que ponga en duda su derecho a comercializar.

La novena barrera consiste en las *potestades de inspección y fiscalización indebidamente amplias*. El artículo 7 impone al ministerio el deber de garantizar el acceso irrestricto y permanente a las instalaciones y a la información, y el artículo 93 califica la potestad de inspección como permanente e integral. Los artículos 94 a 96, 98, 99 y 102 amplían esas facultades en términos que elevan el riesgo de medidas administrativas arbitrarias.

La décima barrera es la *vulneración del principio de legalidad de las penas y sanciones*. Los artículos 112 y 113 califican expresamente sus supuestos como enunciativos y no taxativos, lo cual contraviene el artículo 49.6 de la Constitución. A ello se añade la causal residual del artículo 118, que permite revocar los derechos para el ejercicio de actividades primarias ante cualquier incumplimiento sustancial de las obligaciones, y la cláusula abierta del artículo 120.5, que extiende la revocatoria a todo permiso o autorización. Este esquema afecta la certeza de los derechos contractuales de la inversión privada, derivados del nuevo contrato de participación productiva.

La undécima barrera es la *indefinición del Derecho aplicable a los contratos*. El artículo 107 del Reglamento reitera el artículo 8 de la Ley de reforma y admite que las controversias se sometan a los tribunales venezolanos, lo cual colide con el párrafo (a)(1) de la Licencia General n° 52A. El Reglamento guarda silencio sobre la Ley aplicable al contrato, lo que deberá subsanarse en el propio contrato para evitar el riesgo de incumplimiento de las licencias.

Y la nota 2 al párrafo (a) de la licencia, al reservar al Derecho venezolano el ejercicio de las potestades regulatorias, proyecta sobre los contratos todo el peso del control centralizado que el Reglamento consagra.

Estas once barreras regulatorias, en otro contexto institucional, podrían tener un impacto matizado. Pero en Venezuela, esas barreras empeoran la calidad regulatoria, creando condiciones adversas para canalizar las importantes inversiones de capital requeridas para apalancar el crecimiento sostenible de la producción petrolera. Muy en especial, estas barreras elevan el riesgo expropiatorio, de especial intensidad en Venezuela debido a las políticas que expropiaron arbitrariamente derechos contractuales de la inversión privada petrolera, incluso con reclamos que todavía no han sido debidamente atendidos.

El marco regulatorio que requiere Venezuela, en el espacio para la inversión privada derivado de la Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, es uno que innove para reducir las cargas regulatorias, mejore la calidad regulatoria y cree ventajas competitivas para atraer la inversión privada. Pero no fue ello lo que sucedió, pues por el contrario, se reproducen mecanismos centralizados de control propios del modelo socialista que, por lo demás, es expresamente invocado en el Reglamento²¹. Parafraseando la política de desregulación implementada por el Gobierno de Estados Unidos mediante la orden ejecutiva n° 14.192 de 2025, el nuevo marco regulatorio introduce un laberinto cada vez mayor de regulaciones complicadas que impone costos enormes, crea una restricción sustancial al crecimiento económico y a la capacidad de construir e innovar, y en suma, obstaculiza la competitividad global del sector petrolero venezolano.

Brookline, MA., 9 de julio de 2026.

²¹ Según el Decreto n° 5.381, el Reglamento fue dictado “con el supremo compromiso y voluntad de lograr la mayor eficacia política y calidad revolucionaria en la construcción del socialismo”. Este socialismo es el modelo centralizado de controles que destruye los mecanismos de mercado. Vid.: Morles Hernández, Alfredo, “El nuevo modelo económico para el Socialismo del Siglo XXI”, en *Revista de Derecho Público* N° 112, Caracas, 2007, pp. 233 y ss.