

V

PROPUESTAS CENTRALES DE REFORMA DE LA REGULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN VENEZUELA EN EL CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La privatización *de facto* de PDVSA es una respuesta a su colapso operativo y financiero. Así, bajo los arreglos institucionales derivados de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, PDVSA debe ejercer el control operativo de las actividades de exploración, producción y también comercialización, y, por ende, debe asumir no solo los costos operativos, sino en especial, las inversiones en capital necesarias para la recuperación de la industria petrolera.

De acuerdo con estimaciones del Banco Interamericano de Desarrollo⁴⁷⁷, para remontar la producción a 3 millones b/d, podría ser necesarias inversiones en capital de cerca de 120.000 millones de dólares durante los primeros ocho años, con gastos operativos de 68.000 millones. Bajo el marco regulatorio actual, la mayoría de esas inversiones y gastos tendrían que ser cubiertos por PDVSA. Pero

⁴⁷⁷ Abuelafia, Emmanuel y Saboin, José Luis, *Una mirada a futuro para Venezuela*, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D.C., 2020, p I-23. Véase también el reporte preparado por Hernández, Igor y La Rosa Reyes, José, *Reforming Venezuela's oil and gas sector*, Chatham House, 2021, pp. 26 y ss.

esa empresa, por las razones explicadas en este trabajo, no tiene capacidad operativa y financiera. Además, PDVSA y sus empresas filiales se enfrentan a diversas contingencias, no solo como resultado de la deuda pública legada sino también, de la utilización de PDVSA para la red de corrupción trasnacional. En pocas palabras: la recuperación de la industria petrolera venezolana es inviable con la PDVSA actual.

Desde el punto de vista jurídico, podría considerarse que PDVSA, como sociedad mercantil, es irrecuperable. Así, no solo esa sociedad se enfrenta a una crisis patrimonial que podría justificar la aplicación del régimen de quiebra⁴⁷⁸. Además, el riesgo reputacional de esa empresa -y, por ende, de sus filiales- crea obstáculos para su normal interacción con los mercados internacionales, más allá de las restricciones que imponen las sanciones adoptadas por el Gobierno de Estados Unidos. Esto supone una importante limitación para cualquier contrato petrolero: en tanto la contraparte de ese contrato sea PDVSA, el riesgo reputacional generará obstáculos, en especial, en materia de cumplimiento de deberes de inteligencia financiera.

Por ello, la única manera de crear condiciones institucionales favorables para la recuperación de la industria petrolera es modificando el rol del Estado a través de PDVSA. Así, es necesario introducir las reformas legales que permitan a la inversión privada operar directamente en actividades primarias, creando condiciones apropia-

⁴⁷⁸ Como explicamos en Hernández G., José Ignacio, "Hacia una regulación mercantil de protección de activos de empresas públicas en caso de insolvencias", en *Revista Venezolana de Derecho Mercantil* N° 15, Sociedad Venezolana de Derecho Mercantil, Caracas, 2018, pp. 312 y ss.

das para atraer las inversiones que requerirá el sector petrolero venezolano, en especial, ante la ventana de oportunidades que derivan de la transición energética⁴⁷⁹.

En efecto, mientras en Venezuela el tema de discusión es cómo recuperar, de manera estable, la producción de petróleo, la discusión global se orienta a explorar mecanismos innovadores para reducir el uso de petróleo a los fines de avanzar en la descarbonización de la economía⁴⁸⁰. Aun cuando es difícil estimar cómo será impactada la demanda de petróleo, todo indica que, en los próximos 25 años, la tendencia será a sustituir gradualmente la demanda de petróleo por fuentes de energía limpia⁴⁸¹. Esto implica que la recuperación de la industria petrolera venezolana tiene un tiempo limitado.

⁴⁷⁹ Véase lo que hemos analizado en Hernández G., José Ignacio, “La regulación de los hidrocarburos en Venezuela: situación actual y propuestas de reforma”, en *Revista de Direito Econômico e Socioambiental* N° 3, Volumen 8, Pontificia Universidad Católica de Paraná, 2017, pp. 273 y ss. Las propuestas de reforma institucional que resumimos aquí han sido especialmente influenciadas por los estudios de Ramón Espinasa que se citan. En especial, *vid. 75 Years after the 1943 Agreements*, cit. En 2018 culminamos la redacción de un proyecto de nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, que puede consultarse aquí: <https://www.joseignaciohernandezg.com/documents/proyecto-de-nueva-ley-organica-de-hidrocarburos-para-venezuela-2018/>

⁴⁸⁰ Solano-Rodríguez, Baltazar et al., *Implications of climate targets on oil production and fiscal revenues in Latin America and the Caribbean*, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D.C., 2019, pp. 1 y ss.

⁴⁸¹ Véase el reporte de la Agencia Internacional de Energía *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*, 2021.

De allí la pertinencia de avanzar en esta reforma jurídica integral que permita atraer la inversión privada que requiere la recuperación de la industria petrolera, en la ventana de oportunidades que brinda la transición energética. Pero esa reforma, en realidad, debe ser parte de una reforma de mayor envergadura, orientada a restablecer los mecanismos de mercado en Venezuela, renegociar la deuda externa y, en especial, recuperar la frágil capacidad del Estado venezolano, en concreto, para proveer bienes y servicios como suministro eléctrico y seguridad, sin los cuales no será posible recuperar la industria petrolera.

Por ello, es importante tomar en cuenta que la reforma jurídica del sector de hidrocarburos es tan solo una condición necesaria pero no suficiente. Incluso con una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, lo cierto es que la fragilidad del Estado venezolano limitaría la recuperación de la industria petrolera.

Como sea que las políticas para atender las restricciones a la recuperación de la industria petrolera requieren de un cambio político, la opción ha sido favorecer o tolerar la privatización *de facto* de PDVSA, o sea, la ampliación del rol de la iniciativa privada al margen del reconocimiento de derechos económicos, pues ello requería, al menos, de una reforma legal. De allí que los arreglos contractuales que puedan plantearse al socaire de esta privatización, y al margen de su constitucionalidad, son claramente insuficientes. Estos acuerdos podrán permitir cierta mejora en la producción, en especial, para el pago de la deuda de Chevron. Pero evidentemente son insuficientes para retomar la producción a los niveles de 1998, y en especial, son claramente insuficientes para aprovechar la ventana de oportunidades que plantea la transición energética.

1. *El desmontaje del Petro-Estado: hacia el Estado regulador y garante*

La principal razón para introducir reformas legislativas en el sector de los hidrocarburos es crear cauces formales que amplíen el rol de la inversión privada en las actividades primarias, y así, sustituir la privatización *de facto* por cauces formales que permitan atraer la inversión privada que aporte los gastos en capital que requiere la reconstrucción de la industria.

Estos cauces de la inversión privada supondrían, así, una nueva etapa en el pensamiento jurídico de los hidrocarburos, y que podría llamarse como la *etapa reguladora*. Así, el Estado no actuaría por cauces civiles como mero propietario de los yacimientos, ni tampoco actuaría como gestor en monopolio del sector, sino que asumiría un rol de coordinación basado en la complementariedad entre el sector público y privado⁴⁸².

Hay cierto consenso en la necesidad de reformar la Ley Orgánica de Hidrocarburos, tanto en el régimen de Maduro como en la cuarta legislatura de la Asamblea Nacional⁴⁸³. Quizás el único punto de debate es en torno al tipo de reforma necesaria, según se trate de una reforma

⁴⁸² Véase nuestro artículo Hernández G., José Ignacio, “Evolución y situación actual de la regulación de los hidrocarburos en Venezuela”, en *Revista de derecho de las telecomunicaciones e infraestructuras en red* N° 27, Madrid, 2006, pp. 125 y ss.

⁴⁸³ Hernández G., José Ignacio, “El nuevo proyecto de la Ley Orgánica de Hidrocarburos presentado por Comisión Permanente de Energía y Minas en septiembre de 2020”, en *Revista de Derecho Público* N° 163-164, Caracas, 2020, pp. 473 y ss.

parcial, solo para permitir la inversión privada en las actividades reservadas al Estado, o de una nueva Ley⁴⁸⁴.

Pero esta reforma legislativa debe insertarse en un objetivo de mayor envergadura, cual es desmontar las bases institucionales del Petro-Estado, esto es, el desmontaje de las reglas jurídicas que dan soporte al modelo estatista de desarrollo, en el cual el Estado asume la definición y ejecución de las políticas públicas petroleras, marginando el rol de la inversión privada. Además, en tal condición, el Estado –a través del Poder Ejecutivo Nacional- capta la totalidad del ingreso petrolero, asumiendo como cometido su distribución a través de la Administración Pública, lo que genera incentivos para una gestión presupuestaria poco transparente e ineficiente, orientada hacia el paternalismo y el populismo.

Este desmontaje del Petro-Estado permite diversos grados, y por ello, diversas alternativas. Así, repasando los tres arreglos jurídicos que conforman a Venezuela como un Petro-Estado, podemos apreciar cuáles son los posibles grados para el desmontaje del Petro-Estado.

Así, el *primer* arreglo jurídico en el cual se basa el Petro-Estado es la propiedad pública sobre los yacimientos, según se reconoce en el artículo 12 constitucional. Esto significa no solo que los yacimientos son propiedad pública, sino que, además, al ser bienes del dominio público,

⁴⁸⁴ Como sea que el objetivo es aprovechar la ventana de oportunidades que plantea la transición, nos hemos decantado por la necesidad de dictar una nueva Ley. Cfr.: Hernández G., José Ignacio y Bellorín, Carlos, "The case for a new Venezuelan Hydrocarbons Law as the basis of a new Hydrocarbons Policy: unlocking the path for recovery, stabilization and growth", en *The Journal of World Energy Law & Business*, Volume 12, Issue 5, October 2019, pp. 394-407, <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwz026>

solo pueden ser objeto de derechos de uso asignados por el propio Estado, a través de la figura conocida como concesión del dominio público.

La forma de desmontar este título sería, por ende, la privatización de los yacimientos, esto es, su enajenación al sector privado, todo lo cual pasaría por la reforma del artículo 12 de la Constitución. Sin embargo, hemos de observar que, en la historia de los hidrocarburos en Venezuela, la propiedad pública sobre los yacimientos ha sido una constante, a pesar de lo cual el Petro-Estado es de reciente data. Esto quiere decir que la propiedad pública sobre los yacimientos no es una condición determinante para la configuración de Venezuela como Petro-Estado.

El *segundo* arreglo está basado en la reserva rígida sobre las actividades primarias declarada en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y ampliada luego a ciertas actividades aguas abajo. Esta reserva implica que solo el Estado, por medio del Estado empresario, puede asumir estas actividades, de forma tal que la inversión privada queda marginada al rol de accionista minoritario.

Para desmontar este título, se requiere derogar la reserva, reconociendo el derecho de libre iniciativa privada a emprender directamente actividades primarias. Eventualmente, podría también ser necesario privatizar las empresas públicas operadoras. Aquí, sin embargo, los artículos 302 y 303 de la Constitución establecen ciertas limitaciones que serán atendidas en la sección siguiente. Cabe en todo caso acotar que, a diferencia del arreglo anterior, la reserva al Estado de la actividad primaria sí resulta determinante para la configuración del Petro-Estado, en la medida en que, a través de esa reserva el Estado -a través del Poder Ejecutivo- controla estas actividades y capta los ingresos petroleros.

Este título tiene además implicaciones prácticas, pues limita la inversión privada en actividades de exploración, producción y comercialización, forzando de esa manera a PDVSA a asumir las cargas operativas y financieras de esas actividades. Precisamente, debido al colapso de PDVSA, estas actividades han venido siendo relegadas en la iniciativa privada, por cauces paralelos a los derivados de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

El *tercer* arreglo tiene que ver con la disposición del ingreso petrolero que el Estado capta a través del Poder Ejecutivo. Como vimos, y según se reconoce ampliamente en la Constitución de 1999, el Estado asumió como cometido la distribución del ingreso petrolero captado, actividad que lleva a cabo a través de un expansivo sector público, compuesto por órganos y entes administrativos y, en especial, por empresas públicas.

Para desmontar este título es preciso eliminar la capacidad del Poder Ejecutivo de disponer discrecionalmente de los ingresos petroleros para sufragar gastos públicos, lo que pasa no solo por formalizar el control presupuestario (eliminando los fondos extra-presupuestarios ilegítimos), sino, además, por regular el uso que pueda darse a tales ingresos. La disposición de los ingresos petroleros por el Poder Ejecutivo es, para nosotros, el factor determinante del Petro-Estado, en tanto es el poder de disposición sobre esos ingresos lo que afecta determinante el funcionamiento del principio de separación de poderes, al propender al fortalecimiento del Poder Ejecutivo Nacional.

No es necesario, aclaramos, aplicar conjuntamente las medidas antes señaladas. Por el contrario, ellas pueden intercambiarse e incluso, aplicarse de manera gradual. Como vimos, en todo caso, hay dos aspectos prioritarios

que deberían atenderse: ampliar los cauces de la inversión privada y controlar el poder de disposición del ingreso petrolero por el Poder Ejecutivo.

Esta reforma del marco institucional de los hidrocarburos supone dejar atrás la visión estatista, y basar la relación entre el Estado, el petróleo y la sociedad a partir de una figura inédita en el sector petrolero venezolano, como es la del Estado regulador. De esa manera, la producción de petróleo no puede seguir dependiendo de la capacidad del Estado empresario bajo la visión estatista, siendo necesario apalancar esa producción en la inversión privada, pero bajo el control del Estado por medio de la actividad administrativa de ordenación y limitación, o regulación. La industria petrolera -como dispone la Constitución- seguiría bajo el control del Estado, pero no del Estado empresario sino del Estado regulador y garante. Como resume Luis Pacheco, esto implica *“garantizar y desarrollar grandemente la capacidad técnica del Estado y, en primer lugar, del Ministerio de Energía y Petróleo, a fin de orientar y trazar los lineamientos de la política petrolera de manera tal que redunden en el mayor beneficio colectivo”*⁴⁸⁵.

En efecto, el Petro-Estado nunca construyó capacidades regulatorias, pues su intervención sobre el sector se basó en la propiedad sobre el capital. Por ello, en la práctica, PDVSA ha sido tanto ente de control como ente de gestión, reduciéndose la capacidad regulatoria del minis-

⁴⁸⁵ Pacheco, Luis, “Marco estratégico para el sector hidrocarburos. Algunas consideraciones”, en Ugalde, Luis *et al.*, *Detrás de la pobreza: percepciones, creencias, apreciaciones*, Asociación Civil para la Promoción de Estudios Sociales-Universidad Católica Andrés Bello, Caracas, 2005, p. 401

terio. La destrucción de la autonomía de PDVSA agravó esta situación en tanto, en la práctica, el ministerio absorbió a PDVSA.

Esta capacidad regulatoria es especialmente relevante para implementar y aplicar las instituciones que regirán la relación entre la inversión privada y el petróleo. De acuerdo con Douglass North, esas instituciones reducen costos de transacción y, en suma, generan condiciones favorables para el ejercicio de derechos económicos⁴⁸⁶. Por ello, como Ramón Espinasa concluyó, la calidad de esas instituciones incide, determinante, en la producción petrolera⁴⁸⁷.

Precisamente, el desmontaje del Petro-Estado no implica que el Estado va a abdicar del rol constitucional que debe cumplir en el sector, sino que supone cambiar las técnicas de la intervención administrativa a través de las cuales ese rol se cumple. A estos fines, mientras que la gestión de las actividades de exploración y producción descansa en la iniciativa privada -salvo razones que aconsejen mantener espacios de gestión pública- el control del sector es asumido por el Estado a través de la regulación, lo que implica construir capacidades burocráticas de regulación, al tiempo que se adoptan reglas fiscales especiales para inmunizar el ingreso petrolero de su control político.

En todo caso, debemos insistir en cuenta que las reformas legislativas necesarias para implementar la figura del Estado garante son insuficientes. Así, como hemos

⁴⁸⁶ North, Douglass, *Institutions, institutional change and economic performance*, Cambridge University Press, 1999, pp. 36 y ss.

⁴⁸⁷ Espinasa, Ramón, "Marco Institucional y el Desempeño de las Empresas Estatales productoras de Petróleo", *cit.*

explicado, hay tres restricciones principales a la recuperación de la industria petrolera, asociadas al colapso económico, a saber, (i) el colapso estatal; (ii) el déficit de divisas y (iii) la destrucción de los mecanismos de mercado.

Así, cualquier reforma legislativa no podrá ser efectivamente implementada, en tanto el frágil Estado venezolano no cuenta con capacidad para atender sus cometidos, no solo en lo que respecta a la garantía de prestación de servicios como la electricidad, sino incluso, en lo que atañe al monopolio legítimo de la violencia, en especial, al sur de Venezuela. Cualquier operador económico, incluso de contar con derechos reconocidos en la nueva legislación petrolera, encontrará severas restricciones causadas por el colapso estatal: desde interrupciones del suministro eléctrico, pasando por daños ambientales, hasta el riesgo en la seguridad de instalaciones y personal. Sin duda, la fragilidad del Estado venezolano y la gradual criminalización de sus instituciones es la primera restricción a la recuperación del sector petróleo.

Luego encontramos las limitaciones derivadas del déficit de divisas y de la crisis de la deuda pública externa. Hasta tanto no se asuma su renegociación, existirán riesgos de litigio que amenazarán no solo a los activos externos de PDVSA, sino a sus operaciones en alianza con operadores económicos privados. La renegociación de la deuda externa ha sido una tarea largamente obviada, lo que ha agravado la crisis de la deuda, especialmente, si consideramos que a fines del 2023 podrían comenzar a prescribir los primeros derechos derivados del incumplimiento de la deuda financiera, todo lo cual podrá agravar -más todavía- los riesgos del sector petrolero venezolano.

Hay aquí, en todo caso, una relación en doble sentido, pues la renegociación de la deuda pública externa pasa, entre otras condiciones, por recuperar la producción petrolera y con ello, la principal fuente de divisas de exportación. Esta particularidad abre puertas para mecanismos de renegociación basados en el canje de activos por deuda, y así, fomentar la inversión privada en el sector petrolero, en especial, respecto de los operadores cuyos derechos fueron expropiados.

La situación de Citgo, en especial, merece una solución integral. No basta así con proponer soluciones que solo atiendan a los riesgos más inmediatos sobre ese activo, pues, en suma, de no renegociarse la deuda, tarde o temprano los riesgos volverán a agravarse. En especial, y más allá de la inconstitucionalidad del colateral sobre Citgo Holding, Inc., la renegociación de la deuda debe tomar en cuenta la situación de los Bonos 2020, con base en el Acuerdo de 15 de octubre de 2019.

Como se observa, las restricciones al crecimiento de la producción petrolera no pueden solucionarse solo con una reforma legislativa. Esta reforma, en realidad, debe ser parte de un conjunto de políticas públicas de mayor aliento, llamadas a reconstruir la capacidad del Estado y, además, renegociar la deuda pública.

2. Limitaciones constitucionales aplicables a la ampliación de los cauces de la inversión privada

El desmontaje del Petro-Estado pasa, como vimos, por derogar la reserva sobre las actividades primarias, todo lo cual permitiría su ejercicio por parte de la iniciativa privada con fundamento en el artículo 112 constitucional. En concreto, esto se lograría derogando la reserva al Estado prevista en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, adoptando

un modelo similar al de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en la cual no se parte de la reserva sobre las actividades primarias del gas no asociado. Una reforma similar habría que emprender respecto de las actividades aguas abajo que han sido reservadas, y en especial, la comercialización de los hidrocarburos⁴⁸⁸.

Logrado este objetivo, sería igualmente necesario regular, en una reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el título habilitante a través de la cual se ejercería el acceso a las actividades primarias. En este sentido, el régimen jurídico de ese título debería ser desarrollado con mucha mayor claridad que la regulación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, cuyo impreciso tratamiento de las “licencias” ha generado cierta discusión en torno a la verdadera naturaleza jurídica de ese título habilitante.

No obstante, el derecho de la iniciativa privada a emprender actividades primarias requeriría del uso de yacimientos, que son bienes del dominio público por disposición constitucional. Hasta tanto esa condición no sea revisada mediante una reforma constitucional, el título habilitante que condicione el acceso a las actividades primarias deberá aparejar la asignación reglada de derechos de uso sobre yacimientos. Tomando en cuenta que estos yacimientos son recursos escasos –pues no es posible asignar derechos de uso ilimitados sobre un mismo

⁴⁸⁸ La derogatoria de la reserva, conocida también como “despublicación”, implica reconocer el derecho de la iniciativa privada a emprender las actividades primarias. Sobre el alcance de esta técnica, véase lo expuesto en Hernández G., José Ignacio, *La libertad de empresa y sus garantías jurídicas. Estudio comparado de Derecho español y venezolano*, cit., pp. 145.

yacimiento- será necesario establecer, además, un mecanismo de licitación pública a través del cual la Administración, de manera objetiva, no-discriminatoria y transparente, pueda asignar derechos de uso a la iniciativa privada interesada en emprender actividades primarias⁴⁸⁹.

Una vez derogada esta reserva, sería posible asignar derechos de exploración, producción y comercialización a la inversión privada, sin que sea obligatoria la participación de PDVSA. En todo caso, el ejercicio de estos derechos procedería no solo para nuevos proyectos, sino también para campos asignados a filiales de PDVSA, y que, por ende, podrían ser trasladados a la iniciativa privada.

Ahora bien, el principal obstáculo para derogar la reserva de la Ley Orgánica de Hidrocarburos es el citado artículo 302 constitucional, pues como vimos, éste pudiese ser interpretado en el sentido que existe, por Constitución, una reserva sobre el sector petrolero, todo lo cual impediría derogar tal reserva⁴⁹⁰. Empero, ya vimos que el

⁴⁸⁹ La condición de los yacimientos como recursos escasos es relativa, no absoluta. Se trata de recursos escasos pues por razones técnicas, la extracción de determinado campo solo puede ser encomendada a un operador. En términos absolutos, y a pesar de tratarse de recursos no-renovables, los posibles cambios en los patrones de consumo de combustibles fósiles más bien harán que éstos sean recursos abundantes.

⁴⁹⁰ Véase, además de la bibliografía ya citada, a Garantón, Juan Carlos, "Aspectos normativos y contractuales esenciales para una sana política petrolera. La ineludible participación privada y las alternativas para su manejo", en *Régimen legal de los hidrocarburos*, cit., pp. 325 y ss. Véase, también del autor, "El agotamiento del esquema de empresas mixtas y las alternativas para la participación de los particulares en actividades primarias", *Petróleo y extractivismo en Venezuela*, cit., pp. 245 y ss. El autor opina que "la reserva prevista en el artículo 302 constitucional se extiende

citado artículo 302 debe ser interpretado en el sentido que es al Legislador a quien corresponde definir el ámbito de las actividades reservadas al Estado, con lo cual, el Estado podría decidir derogar la reserva contenida en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, y permitir, así, la libre iniciativa privada en las actividades primarias, y en especial, en la comercialización de hidrocarburos.

Esto permitiría que, en lugar de acudir a figuras de dudosa legalidad, como el contrato de servicio petrolero, se puedan implementar títulos habilitantes que reconozcan debidamente derechos de propiedad a la inversión privada. Pero esto genera un problema adicional, relacionado con la organización administrativa a través de la cual podrá supervisarse el ejercicio de esa inversión privada, así como de la inversión pública que se preserve e el sector.

3. *La superación del modelo de empresas mixtas. La necesaria implementación de mecanismos de regulación que incentiven la iniciativa privada y flexibilicen la gestión de las empresas operadoras públicas*

Como pudimos ver, el régimen de las empresas mixtas no otorga incentivos claros a la inversión privada, pues ésta queda reducida al rol de accionista minoritario de una empresa controlada por el Estado que además, se equipara a una empresa pública y por ende, queda sometida a la regulación del sector público, incluyendo las normas sobre control fiscal (Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y del Sistema de Nacional de

exclusivamente a las actividades en materia petrolera (esto es, no abarca a las actividades gasíferas)” (p. 252). En el texto principal explicamos por qué no hay, en la Constitución, reserva alguna.

Control Fiscal) y particularmente, las normas sobre procura (Ley de Contrataciones Públicas). Esto último es determinante pues, como regla, las empresas mixtas quedan sometidas a los procedimientos de selección de contratistas de esa Ley, reduciendo la capacidad del accionista privado de gestionar la procura de las empresas mixtas.

Con lo cual, es necesario modificar este régimen, lo cual puede hacerse en dos sentidos distintos. Por un lado, es posible reformar el régimen jurídico de las empresas mixtas para establecer la aplicación de reglas especiales que otorguen mayor flexibilidad a su gestión, especialmente, en cuanto al procedimiento de procura, reconociendo al accionista privado minoritario mayores responsabilidades en tal procedimiento⁴⁹¹.

Por el otro lado, es posible ampliar los cauces de participación de la inversión privada en las actividades primarias. Aquí puede implementarse una política con distintos grados.

Por un lado, y sin necesidad de reformar la Ley, PDVSA puede enajenar al sector privado -y bajo control parlamentario- las acciones que posee en empresas operadoras -públicas o mixtas- preservando sin embargo su control accionario, lo que técnicamente se logra con una participación superior al 50,1%. Esto convertiría a todas

⁴⁹¹ Básicamente, es necesario crear un régimen jurídico especial para las empresas mixtas que, sin negar el control sobre el patrimonio público presente en esas sociedades, reconozca mayor flexibilidad, especialmente, en cuanto al procedimiento de procura, en el cual el inversionista privado debería tener mayor control. Así, la Ley de Contrataciones Públicas debería reformarse, a los fines de excluir de su ámbito a las empresas mixtas o, cuando menos, a los fines de garantizar un mayor control del accionista privado en el procedimiento de procura.

las empresas operadoras en empresas mixtas. Pero esta solución no soluciona las restricciones que, derivadas del colapso de PDVSA, le impedirían asumir su rol de accionista mayoritario. De allí la necesidad de avanzar un paso más, mediante la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Modificando la Ley, para derogar la reserva existente, podría PDVSA enajenar al sector privado la totalidad de sus acciones en las empresas mixtas creadas a partir de 2006. Ya vimos que esas empresas mixtas operadoras no pueden considerarse como parte de la "industria petrolera" que, de acuerdo con el artículo 303 constitucional, debe ser "manejada" por PDVSA. Como resultado de ese cambio, las empresas mixtas pasarían a ser empresas operadoras privadas. Asimismo, y también bajo la señalada reforma de la Ley, podría examinarse la posibilidad de enajenar al sector privado los derechos de exploración y producción de PDVSA Petróleo, S.A., que opera actividades primarias⁴⁹².

En todo caso, la subsistencia de las empresas mixtas no es una decisión que pueda adoptar el Estado de manera unilateral, pues es preciso alcanzar un acuerdo con el socio minoritario. El nuevo marco jurídico debe, por ello, propiciar esos acuerdos, de lo cual podrán resultar, a grandes rasgos, dos posibles resultados: (i) que el socio minoritario decida asumir la operación de la empresa

⁴⁹² Lo que se expone es una aproximación ilustrativa sobre cómo podría privatizarse, de *iure*, la actividad petrolera a cargo de PDVSA y sus filiales, incluyendo las empresas mixtas. La enajenación de acciones puede presentar problemas debido a contingencias. Una alternativa es ceder los derechos de exploración y explotación, junto a sus activos anejos.

mixta, que pasaría a ser empresa privada y (ii) que el socio minoritario decida mantener su condición de accionista, supuesto en el cual deberá mejorarse el marco jurídico de la empresa mixta.

En la medida en que, bajo esta reforma, concurren empresas operadoras públicas y privadas, y a los fines de salvaguardar la libre competencia, sería necesario introducir reformas orientadas a promover la competencia, en lo que se conoce como “neo-regulación”⁴⁹³. Esta nueva regulación debería orientarse a atender posibles fallos de mercado –derivados, en especial, de monopolios naturales– pero, además, debería establecer reglas claras y racionales orientadas a la ordenación jurídica de todas las actividades del sector, y que fomenten las diversas aristas de la libertad económica, en especial, la libertad de contratos⁴⁹⁴.

⁴⁹³ La neo-regulación es la regulación económica adoptada de manera proporcional, que, partiendo de los principios de menor intervención y subsidiariedad, se orienta a dos objetivos: garantizar el cumplimiento de condiciones básicas de acceso al mercado y atender los fallos de mercado, promoviendo condiciones de competencia efectiva. Cfr.: Cruz Ferrer, Juan de la, *Principios de regulación económica en la Unión Europea*, Instituto de Estudios Económicos, Madrid, 2002, pp. 136 y ss.

⁴⁹⁴ La reforma de la regulación del sector de hidrocarburos debería ampliar la libertad de contratos, tanto respecto a los contratos que la Administración Pública puede celebrar como respecto de los contratos que pueden celebrar las empresas operadoras. Sin perjuicio de la aplicación de específicas normas de Derecho Administrativo, esos contratos deberían admitir la aplicación del Derecho Privado, reconociéndose incluso al arbitraje como mecanismo de solución de controversias. Estos cambios son compatibles con la vigente Ley de Contrataciones Públicas, en tanto las condiciones generales de contratación previstas en esa Ley no excluyen la aplicación del Derecho Privado. Por el contrario,

Nótese que esta reforma no implica eliminar el rol del Estado a través de PDVSA, lo que, por otro lado, no parece ser una opción bajo la Constitución, debido a la prohibición de privatizar el capital de esa empresa. De allí la necesaria concurrencia de empresas públicas y privadas. Sin embargo, debido a las contingencias legales de PDVSA, deberá evaluarse la conveniencia de crear una nueva empresa pública petrolera para administrar los derechos petroleros cuya gestión retenga al Estado, y proceder a la liquidación de la actual PDVSA, lo que requeriría renegociar su deuda, y eventualmente, someter a esa empresa a un proceso de quiebra.

Además, desde la perspectiva de la seguridad jurídica, y a los fines de una mayor armonización, pudiera incluso ser deseable unificar la regulación de todos los hidrocarburos en una sola Ley, que atendería, en todo caso, a las especiales condiciones técnicas de los distintos tipos de hidrocarburos presentes en Venezuela⁴⁹⁵.

bajo la visión estatista que predomina en la actualidad, todos los contratos del sector celebrados por la Administración Pública, y eventualmente por sus contratistas, tienden a calificarse como "contratos administrativos", excluyéndose la aplicación del Derecho Privado y reduciéndose el alcance del arbitraje. *Vid.:* Araujo-Juárez, José, *Derecho Administrativo General. Acto y contrato administrativo*, Paredes, Caracas, 2011, pp. 276 y ss.

⁴⁹⁵ Así, la propuesta de unificación de la regulación de hidrocarburos dejaría a salvo la regulación especial para cada tipo de hidrocarburo, partiendo especialmente de los tres hidrocarburos que caracterizan al mercado venezolano: los hidrocarburos gaseosos; el petróleo extrapesado y pesado, y el resto de los crudos (livianos y medianos). El petróleo extrapesado, focalizado la "Faja Petrolífera del Orinoco", requiere importantes inversiones para su procesamiento, que difícilmente pueden alcanzarse en

En especial, sería necesario establecer un marco fiscal flexible, que asegure su adecuación a las especificidades de cada proyecto.

Esta nueva regulación deberá prestar especial atención al principio de separación entre el operador y regulador, pues, en suma, las empresas privadas no podrían competir con las empresas públicas si éstas influyen además en la actividad de supervisión. A estos fines deberá crearse una Administración sectorial, encargada de la regulación integral del sector de hidrocarburos, garantizándose su autonomía frente al Gobierno⁴⁹⁶.

4. *La agencia venezolana de los hidrocarburos*

Bajo la etapa estatista, consolidada con la nacionalización petrolera, el control del Estado sobre la industria petrolera es de tipo accionarial, en tanto la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos solo puede ser realizada por sociedades mercantiles que, total o mayoritariamente, pertenezcan al Estado. Por lo tanto, el Estado no ha creado capacidades de regulación, esto es, las capacidades para ordenar y limitar el ejercicio de las actividades petroleras. En la práctica, este control es accionarial y corresponde a PDVSA.

La reforma de la Ley para reconocer la libre iniciativa privada en actividades que hoy están reservadas al

el esquema rígido de empresas mixtas. *Cfr.*: Bellorín, Carlos, "Régimen fiscal y contractual de los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco", en *Petróleo ¿bendición o maldición? 100 años del Zumaque 1, cit.*, pp. 236.

⁴⁹⁶ A este esquema regulatorio nos hemos referido antes en Hernández G., José Ignacio, *La libertad de empresa y sus garantías jurídicas, cit.*, pp. 554 y ss.

Estado exige desarrollar estas capacidades de regulación. Asimismo, y en la medida en que se preserven empresas públicas operadoras, es necesario separar la función de gestión económica del Estado de la función de ordenación y limitación. De allí la necesidad de crear a una Administración especializada para ejercer esas funciones de ordenación y limitación, esto es, la agencia venezolana de los hidrocarburos.

Así, un elemento clave en la regulación económica es la creación de una Administración regulatoria sectorial con autonomía técnica⁴⁹⁷. Este modelo es utilizado en los demás países de la región latinoamericana con una industria de hidrocarburos relevante: Brasil, que creó la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles en 1997; Colombia, que creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos en 2003; México, que creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos en 2008; y Ecuador, que creó la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en el 2010⁴⁹⁸.

La agencia venezolana de los hidrocarburos sustituirá a PDVSA como el instrumento de control de la industria petrolera, en tanto ese control ya no descansaría en la propiedad del capital social de las empresas operadoras. Con

⁴⁹⁷ Cfr.: Hernández G., José Ignacio, *Derecho administrativo y regulación económica*, cit.

⁴⁹⁸ En Venezuela se ha propuesto la creación de la “Agencia Venezolana de Hidrocarburos”, que cumple el rol de la Superintendencia. *Vid.*: “9 puntos: La recuperación de la Industria Petrolera Venezolana”, por Carlos Bellorín y Andrés Guevara, en Prodavinci: <http://historico.prodavinci.com/2017/02/14/actualidad/9-puntos-la-recuperacion-de-la-industria-petrolera-venezolana-por-carlos-bellorin-y-andres-guevara/>

lo cual, las filiales operadoras de PDVSA, incluyendo a las empresas mixtas que se mantengan, actuarán en igualdad de condiciones que las empresas privadas, bajo la ordenación y supervisión de la agencia. A estos fines, la agencia debe tener autonomía funcional respecto del Poder Ejecutivo Nacional, y capacidad suficiente para reducir los riesgos de captura⁴⁹⁹.

Así, la agencia venezolana de los hidrocarburos, como una superintendencia, debe contar con autonomía para el ejercicio de sus competencias. De allí que sus decisiones no podrían ser revisadas en sede administrativa y contra ellas podrá acudir a los tribunales competentes de la jurisdicción contencioso-administrativa, sin perjuicio de la posibilidad de acudir a arbitraje contractual. En tal sentido, sus funcionarios, salvo casos excepcionales determinados por su máxima autoridad, serán considerados personal de carrera administrativa.

En concreto, la agencia tendría, entre otras, la competencia de otorgar, modificar y revocar los títulos habilitantes para emprender actividades de hidrocarburos, incluyendo sustanciar y decidir el procedimiento de selección del inversionista en la empresa mixta y para la adjudicación el contrato de exploración y explotación. Asimismo, tendrá a su cargo la inspección de las empresas operadoras.

⁴⁹⁹ Lares, Mary Elena, et al., *Un modelo de agencia reguladora independencia de hidrocarburos*, Banco Interamericano de Desarrollo. Washington D.C., 2019. Véase el estudio comparado en Espinasa, Ramón, et al., *La Ley y los hidrocarburos: comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe*, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C., 2016, pp. 97 y ss.

De esa manera, la propuesta concibe a la agencia como una Administración con autonomía técnica, encargada de supervisar las actividades reguladas por la Ley, y en especial, encargada de la celebración y administración del contrato de exploración y explotación. Su independencia asegura, además, el principio de neutralidad respecto de PDVSA y las empresas públicas y mixtas operadoras.

5. *El contrato de exploración y producción. La conversión de los contratos suscritos en el marco de la privatización de facto*

Bajo la propuesta de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la inversión privada podrá realizar directamente actividades primarias a través del contrato de exploración y producción (E&P) suscrito con la República, como propietaria de los yacimientos. A tales efectos, es preciso establecer la relación entre el contrato E&P y el título habilitante.

En términos generales, el título habilitante es la decisión de la Administración Pública por medio de la cual controla el emprendimiento de determinada actividad económica. Según el tipo de actividad, puede tratarse de una concesión o de una autorización: en el primer caso la Administración Pública concede discrecionalmente un derecho que le es propio, mientras que en el segundo caso admite el ejercicio de un derecho propio de la empresa privada. La concesión, básicamente, puede abarcar dos supuestos: (i) la concesión de bienes del dominio público, si la actividad requiere usar tales bienes, o (ii) la concesión de servicio público, que únicamente aplica para realizar

actividades reservadas al Estado. A su vez, el título habilitante puede ser unilateral (acto administrativo) o bilateral, o sea, contractual⁵⁰⁰.

Bajo la reforma propuesta, las actividades primarias no estarían reservadas al Estado, con lo cual, ellas podrían ser emprendidas en ejercicio del derecho de libertad de empresa. Empero, como se ha explicado, los yacimientos de hidrocarburos son bienes del dominio público, con lo cual, es necesario que la Administración Pública traslade al inversionista privado el derecho real administrativo de usar tales bienes del dominio público, con el cual, el título habilitante es el de la concesión, en concreto, la concesión del dominio público⁵⁰¹.

Ahora bien, la concesión no debe revestir siempre forma contractual. En realidad, que la concesión sea unilateral (acto administrativo) o contractual depende de lo que decida el Legislador, siendo que en ambos casos su régimen jurídico será bastante similar. Por ejemplo, las empresas operadoras, bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, llevan a cabo actividades primarias a través de un acto administrativo, como sucede también bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos.

La concesión, en todo caso, solo sería del dominio público, con lo cual ella se limita a asignar derechos reales

⁵⁰⁰ Seguimos lo que, con mayor detenimiento, hemos explicado en *Derecho administrativo y regulación económica, cit.*, pp. 102 y ss.

⁵⁰¹ El título habilitante que transfiere derechos reales sobre bienes del dominio público es siempre una concesión del dominio público, más allá de la denominación que dada por el Legislador. Véase en tal sentido, el trabajo clásico de Villar Palasí, José Luis, "Naturaleza y regulación de la concesión minera", en *Revista de Administración Pública número 1*, Madrid, 1950, pp. 90-93.

administrativos de uso sobre los yacimientos de hidrocarburos. Más allá de ello, la realización de actividades primarias será ejercida en virtud de un derecho propio, a saber, la libertad de empresa, pues la reforma propuesta propone eliminar la reserva. Esta diferencia es importante, pues bajo la reforma propuesta deberá siempre partirse de la interpretación más favorable a la libertad económica, como sucede actualmente en el sector del gas no asociado.

Bajo la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, entendemos que el título habilitante que debería otorgarse es el contrato, y no el acto unilateral. En efecto, aun cuando el contrato responderá a condiciones generales y particulares preestablecidas por el Estado –es decir, sería un contrato de adhesión- la nueva Ley debe otorgar cierto margen de negociación entre el Estado y el inversionista, margen que se adecúa al contrato, especialmente, en cuanto respecta al régimen financiero. Por ello, la propuesta de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos reconoce como título habilitante al contrato E&P, que sería así el título habilitante que transfiere a la inversión privada el derecho real administrativo de uso sobre yacimientos de hidrocarburos, y que al mismo tiempo autoriza el ejercicio de actividades primarias como manifestación de la libertad de empresa.

En tal sentido, la propuesta de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos debe reconocer el principio de libertad contractual, de conformidad con el cual la Administración podrá celebrar cualquier modelo de contrato que se adecúe a las particularidades de cada proyecto. Por ello, tomando en cuenta el Derecho Comparado, convendría analizar cuáles serían los posibles modelos de contrato que a tales efectos podrían celebrarse, recordando

que, bajo la reforma regulatoria propuesta, los contratistas privados ejercerán por cuenta propia las actividades primarias⁵⁰².

En el Derecho Comparado los contratos petroleros en actividades primarias han sido divididos tradicionalmente en cuatro grandes grupos⁵⁰³.

En *primer* lugar, encontramos a los *contratos de licencia o de concesión* que son aquellos en los cuales el Estado traslada al inversionista el derecho a realizar actividades primarias a su cuenta y riesgo, sujeto al pago de impuestos y regalías. Se trata de los primeros contratos a través de los cuales la industria comenzó actividades, incluso en Venezuela. Para el inversionista privado implica un grado importante de libertad, pues realiza las actividades primarias a su cuenta y riesgo adquiriendo la propiedad de los hidrocarburos a boca de pozo. Dejando a salvo el poder tributario, el Estado participa a través de la regalía, usualmente fijada como un porcentaje sobre los hidrocarburos producidos, debido a su condición de propietario de los yacimientos. Más allá de esa intervención, y de la

⁵⁰² Sobre estos modelos, entre otros, *vid.*: Roberts, Peter, *Petroleum Contracts*, Oxford University Press, Oxford, 2016, pp. 47 y ss. Para un análisis comparativo en Latinoamérica, *vid.* Pinto, Sheraldine, "Contratos petroleros en América Latina: una introducción", en *Derecho de la Energía en América Latina, Tomo I*, Universidad Externado de Colombia, 2017, pp. 200 y ss.

⁵⁰³ Además de la obra de Roberts, *vid.*: Naseem, Mohammad, *International Energy Law*, Wolters Kluwer, Ámsterdam, 2017, pp. 48 y ss.

supervisión general de la actividad, el Estado no participa en la gestión directa de las actividades primarias⁵⁰⁴.

En *segundo* lugar, encontramos a los contratos de *producción compartida*, en los cuales la inversión privada asume la realización de actividades primarias, pero compartiendo con el Estado parte de los hidrocarburos producidos, que son recibidos como pago en especie. Tales contratos implican un mayor grado de restricción sobre el inversionista, quien adquiere la propiedad de parte de los hidrocarburos producidos en el proceso de exportación. Además, supone un mayor grado de control por parte del Estado⁵⁰⁵.

En *tercer* lugar, encontramos los *contratos de operación conjunta*, o "joint ventures", en los cuales el Estado junta con la iniciativa privada emprende actividades primarias. En ocasiones pueden incluir la creación de una sociedad de participación conjunta, como es el caso de las empresas mixtas en la vigente Ley Orgánica de Hidro-

⁵⁰⁴ Suele diferenciarse entre el contrato tradicional y el contrato moderno, de acuerdo con el alcance de la supervisión ejercida por el Estado, muy limitada en el primer caso, y más amplia en el segundo. *Vid.*: Duval, Claude *et al.* *International Petroleum Exploration and exploitation agreements*, Barrows, Nueva York, 2009. *Cfr.*: pp. 62-63. En el Derecho Venezolano actual, el régimen derivado de la *Ley sobre promoción de la inversión privada bajo el régimen de concesiones* demuestra la evolución de la concesión, que reconoce amplias facultades de supervisión a la Administración Pública.

⁵⁰⁵ Una modalidad es el contrato de ganancias compartidas, o de utilidad compartida, en el cual la remuneración del contratista se basa en una porción de la utilidad derivada de la comercialización del crudo explotado. *Vid.* Pinto, Sheraldine, "Contratos petroleros en América Latina: una introducción", *cit.*, pp. 242-243.

carburos. Implican un menor grado de libertad para el inversionista y un mayor grado de participación del Estado, quien co-gestionará las actividades primarias.

Por último, y, en cuarto lugar, encontramos al *contrato de servicio*, en el cual la inversión privada realiza todas las fases de las actividades primarias por cuenta del Estado, recibiendo a cambio una remuneración (que podrá ser fija o variable, supuesto en el cual el contratista privado asume parte del riesgo en función a la producción petrolera). Para el inversionista supone un grado muy reducido de libertad, mientras que el Estado mantiene el control sobre la producción sin tener que participar en la realización de las actividades primarias⁵⁰⁶.

La diferencia entre estos contratos no depende del régimen fiscal aplicable, o como se le conoce, el *government take*, esto es, el conjunto de ingresos que capta el Estado con ocasión a la realización de actividades primarias. El *government take* resulta generalmente de la combinación de tributos y regalías: los primeros se cobran, de conformidad con la Ley, en ejercicio del poder tributario, mientras que las regalías responden a la contraprestación patrimonial por el uso de bienes del dominio público, lo que permite su fijación vía contrato, incluyendo pagos

⁵⁰⁶ Se trata de un contrato atípico de servicio, pues traslada al contratista la gestión integral de las actividades de exploración y explotación. Se le debe diferenciar entonces del contrato (puro) de servicio que, bajo la Ley de Contrataciones Públicas, podría ser celebrado bajo la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos, y que en modo alguno puede implicar la cesión del derecho a realizar actividades primarias. Véase lo expuesto en la sección tercera del capítulo tercero.

contractuales especiales⁵⁰⁷. En suma, la arquitectura financiera de los contratos permitiría al Estado percibir ingresos similares más allá de la diferencia sustantiva de cada uno de los contratos indicados⁵⁰⁸.

Por el contrario, la principal diferencia en estos contratos podemos encontrarla en la relación entre el Estado y el inversionista, tomando en cuenta dos criterios: (i) el ámbito de libertad reconocido al inversionista asociado a la propiedad privada y (ii) el grado de control que el contrato otorga al Estado.

Los contratos de concesión y de producción compartida otorgan al contratista mayor ámbito de libertad, pues éste asume la realización integral de las actividades primarias⁵⁰⁹. En contra, los contratos de servicios y de

⁵⁰⁷ Carmona, Juan Cristóbal, *Actividad petrolera y finanzas públicas en Venezuela*, cit., pp. 49 y ss. Si el Estado participa además como empresario, capturaré el ingreso petrolero, también a través de dividendos, como sucede con PDVSA.

⁵⁰⁸ Como señala David Johnston, el contrato de concesión se basa en regalías e impuestos, mientras que el contrato de producción compartida se basa en la repartición de los hidrocarburos producidos, todo lo cual determina el momento en el cual la propiedad de los hidrocarburos producidos se traslada a la inversión privada (a boca de pozo, en el primer caso, o en la exportación, en el segundo). Sin embargo, el régimen fiscal de los contratos puede ser diseñado para que el ingreso del Estado sea el mismo, más allá del régimen contractual aplicable, incluso, en el marco del contrato de servicio. *Cfr.*: Johnston, David, "How to evaluate the fiscal term of oil contracts", en *Escaping the resource curse*, cit., pp. 53-54 y 74-75. Ello plantea importantes diferencias en cuanto al registro contable del crudo.

⁵⁰⁹ Aun cuando podría señalarse que en el contrato de producción compartida el contratista actúa por cuenta de la Administración,

producción conjunta reconocen un menor ámbito de libertad para el contratista: en el primer caso pues el contratista actúa por nombre y cuenta del Estado, y en el segundo, pues la producción conjunta suele aparejar mayor grado de control.

Por su parte, el contrato de producción conjunta es el que implica un mayor grado de participación del Estado –quien interviene en la realización de las actividades primarias, asumiendo parte del riesgo- seguido del contrato de servicios –pues el contratista actúa por nombre y cuenta del Estado, quien termina asumiendo, al menos en parte, el riesgo de la operación. Por su lado, el contrato de producción compartida requiere un grado menor de control del Estado –asociada a su participación directa en la producción- sin que el Estado asuma al riesgo de la operación. Finalmente, el contrato de concesión otorga un menor grado de control del Estado en el sentido que la gestión de las actividades primarias es confiada enteramente a la inversión privada, quien asume la totalidad del riesgo.

En cuanto a la propiedad sobre el crudo producido, el contrato de concesión es el que otorga mayor grado de libertad, pues el inversionista adquiere la propiedad a boca de pozo, con la excepción del crudo que debe pagarse a concepto de regalía –si el pago de la regalía se pacta en especie-. En el contrato de producción compartida la propiedad solo se transfiere en el proceso de exportación, mientras que en el contrato de servicio no hay trans-

al punto que nunca adquiere la propiedad del crudo producido. Esto marca una diferencia importante con el contrato de concesión, en el cual el contratista actúa a nombre propio. *Vid.: Duval, Claude et al. International Petroleum Exploration and exploitation agreements, cit., p. 70*

ferencia del derecho de propiedad –aun cuando el pago del servicio puede hacerse en especie-. En el contrato de explotación conjunta, la propiedad puede quedar en manos del Estado, más allá del derecho del accionista minoritario a participar en esa producción como parte del dividendo al cual tiene derecho.

Desde tal perspectiva, los contratos E&P podrían conducirse a tres grandes grupos: (i) aquellos que trasladan el derecho exclusivo de realizar actividades primarias al inversionista privado; (ii) aquellos que trasladan el derecho exclusivo de realizar actividades primarias a la gestión conjunta del Estado y del inversionista privado y (iii) aquellos que no trasladan el derecho a realizar actividades primarias, las cuales sin embargo se encomiendan al contratista quien actúa por nombre y cuenta del Estado.

La reforma energética en México demuestra la conveniencia de reconocer la libertad de contratación, en el sentido que el Estado debe tener libertad para diseñar el contrato de exploración y explotación que más se adecúe a las características de cada proyecto, tomando en cuenta las variables entre la libertad del contratista y el grado de control exigido por parte del Estado⁵¹⁰. Se insiste así que el régimen fiscal no depende del modelo contractual pues, en suma, con un marco regulatorio flexible, la participación del Estado (por medio de ingresos tributarios y no tributarios) puede ser similar en modelos contractuales diferentes.

⁵¹⁰ La reforma energética en México, igualmente, reconoció el principio de libertad contractual, a través de los llamados *contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos*.

Para el caso de Venezuela, por ello, la propuesta consiste en reconocer la libertad contractual, permitiendo al Estado definir el modelo específico de contrato que más se ajuste a las necesidades de cada proyecto. Para preservar el derecho a la igualdad, se deberían regular condiciones contractuales generales para los distintos tipos de contratos mencionados, dejando a las condiciones particulares la concreción necesaria de acuerdo con las particularidades de cada proyecto.

Sin perjuicio de ello, estimamos que el contrato que más se ajusta a los requerimientos actuales de la industria petrolera es el modelo de contrato de concesión, por las razones que de seguidas se señalan:

En *primer* lugar, el contrato de concesión confía la gestión integral del proyecto a la inversión privada a su cuenta y riesgo. Luego, al ser el contrato que mayor amplitud otorga a la inversión privada, más incentivos puede generar para atraer la inversión requerida para la recuperación de la industria petrolera. En especial, pues la inversión privada adquiere la propiedad del crudo producido –más allá de lo pactado por concepto de regalía. Es posible en todo caso modular la distribución del riesgo, a los fines de crear incentivos para las inversiones en capital que la industria requiere.

En *segundo* lugar, el contrato de concesión no depende de la mermada capacidad de PDVSA y sus empresas filiales, pues el Estado no interviene directamente en la gestión del contrato. Por el contrario, el Estado circunscribe su actuación a la supervisión de la actuación del contratista, para lo cual la propuesta de reforma plantea la creación de una Administración sectorial –la agencia venezolana de los hidrocarburos– que asumirá la supervisión del contrato. De esa manera, bajo la reforma de la Ley,

PDVSA y sus filiales no estarían a cargo de administrar el contrato E&P, sino solo de llevar a cabo las actividades primarias que preserven.

En *tercer* lugar, el contrato de concesión permite canalizar la inversión privada necesaria para la recuperación de la industria, sin exigencias de inversión por parte del Estado. Al confiar a la inversión privada la gestión integral del proyecto, podría facilitarse además la búsqueda de financiamiento externo.

En *cuarto* lugar, es importante insistir que el contrato de concesión no implica –necesariamente– un menor grado de ingresos petroleros para el Estado en comparación con el contrato de producción compartida, pues, en suma, la regalía permitiría al Estado captar ingresos similares a los derivados del contrato de producción compartida. Frente a ello, el contrato de concesión tiene importantes ventajas, a saber, la transferencia de la propiedad de los hidrocarburos a boca de pozo, y un grado técnico de intervención administrativa sobre la ejecución del contrato.

En todo caso, es preciso recordar que junto al diseño de las cláusulas del contrato E&P, es igualmente relevante la definición del *government take*, el cual debería ser flexible y progresivo, esto es, atado al precio de los crudos producidos. Si bien el régimen impositivo encuentra importantes limitaciones para su ajuste a las particularidades de cada contrato, el régimen de las regalías –y en general, de cualquier otro derecho patrimonial contractual– sí permite mayor flexibilidad, pues su fundamento sería contractual⁵¹¹.

⁵¹¹ Le Leuch, Honoré, “Recent Trends in Upstream Petroleum Agreements: Policy, Contractual, Fiscal, and Legal Issues”, en

En tal sentido, el contrato de E&P sería suscrito entre la República y el inversionista privado. La República actuaría como propietaria de los yacimientos de hidrocarburos de conformidad con el artículo 12 constitucional. Tal propiedad pública ha sido una constante en nuestra historia, pese a que Venezuela no siempre ha sido un Petro-Estado. Así, en los orígenes de la industria, la propiedad pública de los yacimientos era concebida como una nuda propiedad, o sea, un título que solo permite al Estado adjudicar derechos de uso a la inversión privada⁵¹². Por ello, es posible que la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos limite el derecho de propiedad de la República a la competencia para adjudicar derechos de uso sobre yacimientos a través de procedimientos licitatorios, considerando a tales derechos como un recurso escaso⁵¹³. A tal fin, la nueva Ley creará a la agencia como la autoridad técnica y autónoma para adjudicar tales derechos y supervisar el contrato.

Pero, en cualquier caso, el contrato se celebraría entre la Administración Pública y el inversionista, con lo cual, de cara al Derecho venezolano, sería un “contrato administrativo”, en tanto su objeto o causa sería la atención del interés general. Sin embargo, someter al contrato de E&P al régimen del contrato administrativo desestimularía la inversión privada, vista los “poderes exorbitantes” que la

The Handbook of Global Energy Policy, John Wiley & Sons, Ltd., 2013, pp. 123 y ss.

⁵¹² Es lo que hemos llamado la etapa propietarista. *Vid.* Hernández G., José Ignacio, *Pensamiento jurídico de los hidrocarburos en el Derecho Venezolano*, *cit.*, pp. 10 y ss.

⁵¹³ Fernández-Bermejo, Dolores, “La adjudicación administrativa de recursos escasos”, en *La adjudicación administrativa de recursos escasos*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2018, pp. 26 y ss.

Administración Pública puede ejercer en el marco de tal contrato administrativo y que afectan su estabilidad y la certidumbre jurídica.

Por ello –y como sucedió en los orígenes de la industria petrolera venezolana- el contrato de E&P debe ser considerado un contrato público, regido por los principios generales del Derecho Privado, sin perjuicio de la aplicación de la regulación de Derecho Administrativo derivada de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la Ley de Contrataciones Públicas⁵¹⁴. Tres ventajas derivarán de lo anterior: (i) la Administración contratante solo podrá ejercer los derechos expresamente reconocidos en el contrato, sin poder invocar “poderes extracontractuales” y (ii) todas las decisiones y disputas derivadas de la ejecución del contrato podrían someterse a arbitraje⁵¹⁵. Además, (iii) se

⁵¹⁴ Sobre el régimen jurídico de la concesión en los orígenes de la industria petrolera, véase lo que hemos señalado en Hernández G., José Ignacio, “Hacia los orígenes históricos del Derecho Administrativo venezolano: la construcción del contrato administrativo, entre el Derecho Público y el Derecho Privado”, en *Boletín de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales* N° 147, Caracas, 2009, pp. 41 y ss.

⁵¹⁵ Actualmente el ámbito del arbitraje en el Derecho doméstico venezolano es muy reducido, pues se circunscribe al arbitraje para resolver controversias comerciales con la Administración, sin que se admita el arbitraje para revisar actos administrativos. Por ello, el arbitraje es limitado en los contratos administrativos, pues no podría emplearse para dirimir controversias derivadas de los actos administrativos dictados por la Administración Pública en el marco de tal contrato. En sintonía con la Ley Orgánica de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa, la propuesta reconoce que el arbitraje podrá emplearse para dirimir cualquier controversia relacionada con el contrato, para lo cual podrán aplicarse las disposiciones generales de la Ley de Arbitraje

suprimirá el poder de la Administración Pública de terminar unilateralmente el contrato por razones de interés general, como sucede en el régimen general del contrato administrativo. En realidad, tal terminación por razones de interés general equivale a la expropiación de derechos contractuales, con lo cual queda amparada por las garantías del artículo 115 constitucional –garantías que el régimen del contrato administrativo ignora⁵¹⁶.

En adición, las condiciones generales del contrato de E&P deberían incluir algunas disposiciones orientadas a incrementar la seguridad jurídica, especialmente tomando en cuenta la inestabilidad regulatoria del sector de hidrocarburos venezolanos. A tal efecto, es vital introducir cláusulas de estabilidad jurídica que protejan la confianza legítima del contratista respecto del marco jurídico vigente al momento de celebrar el contrato.

Este régimen, en suma, debe ser diseñado para procurar un equilibrio entre las potestades de ordenación y limitación de la Administración Pública sobre el sector petrolero, y la libertad necesaria para que la inversión privada, en régimen de propiedad privada, gestione directamente tales actividades. A tal fin, deberá tenerse en cuenta que la promoción de la inversión privada para la recuperación de la industria será afectada por las precarias condiciones políticas, económicas y sociales de Vene-

Comercial y del Código de Procedimiento Civil. Cfr.: Hernández G, José Ignacio, *Derecho Administrativo y arbitraje internacional de inversiones*, cit., pp. 213 y ss. Todo ello deja a salvo la aplicación de los Tratados Bilaterales de Inversión y otros tratados similares.

⁵¹⁶ La terminación unilateral del contrato por razones de interés general es una medida expropiatoria, como explicamos en Hernández G., José Ignacio, *La expropiación en el Derecho Administrativo venezolano*, Caracas, 2014, pp. 123 y ss.

zuela, todo lo cual aconseja diseñar ventajas competitivas que compensen los riesgos derivados de tales condiciones. Tanto más, observamos, si la transición energética incide en la competencia entre países para atraer inversiones en proyectos de hidrocarburos, en un posible escenario de declive del consumo.

Junto a ello, es también vital tener en cuenta que las condiciones generales deben permitir la adecuación del contrato E&P a las características únicas de cada proyecto, lo que dependerá en parte del tipo de crudo objeto del contrato. De allí la importancia de la definición de las condiciones especiales, que, de acuerdo con la propuesta de reforma de la Ley, deberán tomar en cuenta, en especial, el *government take*⁵¹⁷.

En resumen, el régimen del contrato E&P debe ser diseñado para crear ventajas competitivas que no menoscaben ni los ingresos petroleros del Estado ni la competencia de la Administración para supervisar la ejecución del contrato. A tal fin, considerando las tendencias del Derecho Comparado, esas ventajas competitivas no solo responden al régimen económico o *government take*. Además, es preciso diseñar las cláusulas del contrato E&P para reforzar las garantías jurídicas del contratista,

⁵¹⁷ Se ha dicho, y con razón, que Venezuela integra a tres países petroleros: el país de los crudos convencionales, el país de los crudos extra-pesados y el país gasífero. De allí la imposibilidad de establecer un único régimen para todos los proyectos. Cfr.: López, Leopoldo y Baquero, Gustavo, *Venezuela energética*, La Hoja del Norte, Caracas, 2017, pp. 175 y ss.

especialmente, frente a cambios sobrevenidos o medidas expropiatorias o de efecto equivalente⁵¹⁸.

Un aspecto que tendrá que abordarse es qué hacer con los contratos suscritos en el marco de la privatización de *facto*, como sería el caso de lo que hemos llamado contratos de servicios petroleros. Una opción es que el ente público contratante, previo procedimiento, determine la ilegalidad de esos contratos, lo que eventualmente podría dar lugar a demandas judiciales o arbitrales. Pero esta opción no es necesariamente la más eficiente. Otra alternativa es depurar cualquier vicio de esos contratos, mediante su conversión en el contrato E&P, como ha sucedido en Venezuela, por ejemplo, en el sector minero. Esta conversión pasa por avalar la capacidad del contratista para realizar las operaciones petroleras, regularizando además el régimen financiero de esa operación.

6. *El problema de los ingresos petroleros: la creación del fondo soberano de petróleo*

Las medidas descritas anteriormente no toman en cuenta los riesgos derivados de la disposición de los ingresos petroleros por el Gobierno Nacional. En efecto, ya explicamos que el artículo 303 constitucional exige no solo preservar PDVSA sino parte de las empresas públicas operadoras, con lo cual, la República percibiría ingresos por concepto de dividendos pagados por esas empresas públicas. Además, siempre percibiría ingresos por tributos y por regalías, contribuciones que aplican por igual a empresas operadoras públicas y privadas. Esto quiere decir que, incluso abriendo el sector de hidrocarburos a la

⁵¹⁸ Véase a Hogan, William *et al.* "Contracts and Investment in Natural Resources", en *The Natural Resource Trap*, cit., pp. 1 y ss.

iniciativa privada, promoviendo además la privatización de empresas públicas operadoras, la República continuaría recibiendo ingresos petroleros.

En tal sentido, es importante recordar que, de acuerdo con la Constitución, el Gobierno Nacional no puede usar a su arbitrio los ingresos petroleros. Así, la Constitución de 1999 contiene diversas técnicas que limitan el uso discrecional de la renta petrolera por el Gobierno Nacional.

De acuerdo con el artículo 311: *“el ingreso que se genere por la explotación de la riqueza del subsuelo y los minerales, en general, propenderá a financiar la inversión real productiva, la educación y la salud”*. Por su parte, de conformidad con el artículo 321:

“Se establecerá por ley un fondo de estabilización macroeconómica destinado a garantizar la estabilidad de los gastos del Estado en los niveles nacional, regional y municipal, ante las fluctuaciones de los ingresos ordinarios. Las reglas de funcionamiento del fondo tendrán como principios básicos la eficiencia, equidad y no discriminación entre las entidades públicas que aporten recursos al mismo”.

Cuando el citado artículo 321 alude a la “fluctuación de los ingresos ordinarios”, implícitamente está aludiendo a los ingresos ordinarios petroleros, que ante la variación del precio del petróleo devienen en ingresos fluctuantes. Junto a lo anterior, es preciso recordar que la distribución de la renta petrolera en fondos ajenos al presupuesto nacional que no respondan a reglas fiscales de estabilidad e inversión, como se ha venido haciendo hasta ahora, contradice el principio constitucional de unidad del tesoro previsto en los artículos 311 y siguientes del Texto de 1999.

De esa manera, puede concluirse que el marco constitucional justifica el diseño de controles especiales sobre el Petro-Estado, orientados atender, cuando menos, una de sus consecuencias más perjudiciales: la autonomía económica del Estado que fortalece al Poder Ejecutivo Nacional al otorgarle discrecionalidad para la utilización de la renta que capta. Tales controles impedirían el indebido fortalecimiento del Gobierno Nacional y, además, evitarían las consecuencias económicas adversas de la expansión del gasto público a través de los ingresos petroleros que son empleados para políticas populistas y paternalistas. Una de las propuestas que se ha formulado, en este sentido, es crear un fondo especial con los ingresos petroleros. Estas propuestas colocan en evidencia que las consecuencias adversas de la propiedad pública sobre los yacimientos e incluso, la figura del Estado empresario, pueden paliarse controlando el uso dado a los ingresos petroleros por parte del Gobierno Nacional.

La creación de reglas fiscales especiales para administrar el ingreso fiscal petrolero no es una propuesta nueva en Venezuela. Así, debido a la dependencia fiscal del Estado a la renta petrolera, el pensamiento jurídico en Venezuela evolucionó hasta asignar al Estado -entiéndase, el Poder Ejecutivo Nacional- el rol central en la economía, tal y como Arturo Uslar Pietri explicó⁵¹⁹. Asimismo, a partir del rol del Estado empresario -esto es, la atención de

⁵¹⁹ Uslar Pietri, Arturo, *Sumario de economía venezolana para alivio de los estudiantes*, Fundación Eugenio Mendoza, Caracas, 1958, pp. 268 y ss. En resumen, Uslar concluyó que debido al impacto económico del ingreso petrolero -con su tendencia a la apreciación del tipo de cambio real y al aumento de los precios- se justificaba la intervención del Estado para controlar el tipo de cambio y los precios, así como para asegurar la correcta distribución de tal ingreso.

cometidos públicos por medio de empresas públicas- el Poder Ejecutivo Nacional aumentó su rol, lo que puede explicarse en función a la distribución del ingreso fiscal petrolero. Tal fue el propósito de la Corporación Venezolana de Fomento, así como de la primera empresa pública petrolera creada, a saber, la Corporación Venezolana de Petróleo. Básicamente, la propuesta de “sembrar el petróleo” pasó por reconocer al Estado el rol central de distribuir el ingreso petrolero⁵²⁰.

El peso de los ingresos fiscales petroleros en las finanzas públicas se elevó debido a la ampliación de la participación del Estado sobre industria. Esa ampliación fue parte sustancial del debate político de la década de los cuarenta, y encontró en el Gobierno de la Junta Revolucionaria de Gobierno (1945-1948) su mayor impulso. A partir de entonces, y con la excepción de la dictadura de Pérez Jiménez (1948-1958) la intervención del Estado sobre el sector petrolero aumentó progresivamente, y con ello los ingresos fiscales petroleros. El punto culminante de ello fue la nacionalización petrolera de 1975, a partir de la cual Venezuela quedó formalmente organizada como un Petro-Estado, con el poder discrecional del Gobierno Nacional de captar y distribuir el ingreso petrolero, principalmente, a través de un vasto sector empresarial público.

El *boom* petrolero iniciado en 1973 impulsó la intervención del Estado en la economía. Así, el aumento del ingreso fiscal petrolero llevó a la expansión del gasto público, traducido principalmente en los amplios cometidos que el Estado debía cumplir en la economía como

⁵²⁰ Baptista, Asdrúbal y Mommer, Bernard, *El petróleo en el pensamiento económico venezolano, cit.*, pp. 67 y ss.

resultado del proyecto conocido como “La Gran Venezuela”. El súbito incremento de los ingresos impulsó el endeudamiento público, todo lo cual expandió todavía más el gasto público. A finales de la década los setenta, el Estado era el principal actor de la economía, mientras que el sector privado tenía solo un rol secundario o tangencial⁵²¹.

Para ese momento, todas las patologías del Petro-Estado estaban presentes en Venezuela. Así, la forma de gobierno se había consolidado en torno a la concentración de funciones en la Presidencia de la República, especialmente a través del ejercicio de la función legislativa. A su vez, se acentuó el centralismo, mientras que la democracia quedó concentrada en la actuación de dos partidos políticos. Inevitablemente, estos condicionantes deterioraron los controles sobre el Poder Ejecutivo, en especial, debido al poder de éste en la administración de los cuantiosos ingresos petroleros: la búsqueda de rentas y la corrupción pasaron a ser elementos cada vez más estructurales del Estado venezolano⁵²².

Desde una perspectiva institucional, estos condicionantes llevaron a organizar a Venezuela como un Estado centralizado, presidencialista, con un muy debilitado

⁵²¹ Véase especialmente a Bourguignon, François, “Venezuela: absorption without Growth”, en *Oil Windfalls. Blessing or Curse?*, World Bank, Washington D.C., 1988, pp. 289 y ss. Tal y como resume el autor, las lecciones luego de los *booms* registrados entre 1973 y 1982, es que los ingresos extraordinarios poco contribuyeron al crecimiento del PIB no-petrolero: el consumo, por el contrario, fue el único ganador (p. 322).

⁵²² Sobre el centralismo del Estado venezolano, *vid.* Rachadell, Manuel, *Evolución del Estado venezolano 1958-2015. De la conciliación al populismo autoritario*, *cit.*, pp. 438 y ss.

sistema de pesos y contrapesos, con un sistema democrático concentrado en el llamado Estado de los partidos, y con un sector público cada vez más extenso, sujeto a controles debilitados y, por ende, más propenso para la corrupción. Para tratar de revisar todas estas deficiencias, en 1984 fue creada la Comisión para la Reforma del Estado (COPRE), cuya propuesta básica consistió en reformar al Estado venezolano para transformarlo en un Estado descentralizado, con cauces de participación ciudadana directa y con un sistema reforzado de pesos y contrapesos que permitiesen el control efectivo del Poder Ejecutivo. Todo ello justificaba además diversificar la economía abandonando el llamado modelo rentista, o sea, el modelo de desarrollo apalancado en la renta petrolera⁵²³.

Pero esos cambios no lograron implementarse, salvo las reformas políticas y económicas del segundo Gobierno de Pérez, y la llamada apertura petrolera, del segundo Gobierno de Caldera, que promovió la inversión privada en el sector, reduciendo en parte el rol del Estado. Empero, la apertura petrolera no modificó los fundamentos del Petro-Estado, en el sentido que preservó el monopolio público refrendado en la Ley de nacionalización de 1975⁵²⁴.

Tal y como han resumido Hausmann y Rodríguez, para la década de los ochenta del pasado siglo eran ya evidentes los signos del colapso de esa economía rentista,

⁵²³ Caballero, Manuel, *Las crisis de la Venezuela contemporánea (1903-1992)* Alfadil, Caracas, 2007, pp. 173 y ss. Véase también, de la Comisión Para la Reforma del Estado, *El rol del Estado venezolano en una nueva estrategia económica*, Caracas, 1989, pp. 22 y ss.

⁵²⁴ Hernández G., José Ignacio, *El pensamiento jurídico venezolano en el Derecho de los Hidrocarburos*, cit., pp. 71 y ss.

caracterizada por la amplia intervención del Estado, en su doble rol de Estado regulador y Estado empresario⁵²⁵. Ese colapso podía medirse en función a la caída de la producción y el incremento de la inflación, muy especialmente luego de la crisis de 1983.

Ahora bien, la dependencia de la economía venezolana al ingreso petrolero, la volatilidad de éste y el impacto negativo de tal volatilidad sobre la economía, fueron los factores determinantes para la creación de un fondo llamado a promover la estabilización macroeconómica a fines de la década de los noventa. En realidad, la idea de crear fondos especiales con los ingresos tributarios surgió durante el primer Gobierno de Pérez. Así, en 1974 se creó el Fondo de Inversiones de Venezuela, con el propósito de administrar parte del ingreso petrolero –en concreto, el cincuenta 50% del total de los ingresos provenientes de los impuestos sobre la explotación del petróleo y del gas, incluyendo el

⁵²⁵ Hasta la década de los setenta la economía venezolana se caracterizó por un sostenido crecimiento económico, situación que comenzó a revertirse a fines de esa década. La caída de la producción se mantuvo por los próximos 23 años, para un total acumulado de 18,6%. La causa de esta caída, calificada como colapso, ha sido ubicada en tres factores: (i) la caída del ingreso petrolero per cápita; (ii) la caída de la productividad del factor laboral y (iii) la ausencia de exportaciones especializadas (Hausmann, Ricardo y Rodríguez, Francisco, “Why did Venezuelan Growth collapse?”, en *Venezuela before Chávez*, The Pennsylvania State University Press, Pensilvania, 2014, pp. 15-16). Con lo cual, para inicios de la década de los ochenta, la economía venezolana se enfrentó a dos shocks: (i) la caída del ingreso fiscal petrolero y (ii) la crisis de la deuda pública –que aumentó durante los booms. La política económica venezolana no estaba preparada para adecuarse a estos cambios, todo lo cual desencadenó otras consecuencias adversas (Hausmann, Ricardo y Rodríguez, Francisco, “Understanding the collapse”, en *Venezuela before Chávez*, cit., p. 427).

impuesto sobre la renta-. Empero, la falta de autonomía del Fondo, y el desvío de su actividad hacia otros objetivos, impidió la creación de un auténtico fondo para la administración del ingreso petrolero⁵²⁶.

Así, fue durante el segundo Gobierno de Pérez que se retomó la idea de un fondo especial, en concreto, de un fondo de estabilización macroeconómica, propuesta del entonces ministro Ricardo Hausmann (1990) que, sin embargo, no contó con el apoyo del entonces Congreso⁵²⁷. Algunos años después (1997) la propuesta fue retomada durante el segundo Gobierno de Caldera. Ya para ese año se había creado un fondo de rescate de la deuda pública, en parte, financiado con ingresos petroleros, lo que demostraba la intención de crear reglas presupuestarias especiales⁵²⁸. A tal fin, se consideró necesario crear un fondo de estabilización macroeconómica.

⁵²⁶ Cfr.: Rodríguez, Pedro Luis y Rodríguez, Luis Roberto, *El petróleo como instrumento del progreso*, cit., pp. 70 y ss. Para un completo análisis de este punto, vid. París, Francisco Eugenio, *Institutional failure in Venezuela: the cases of spending oil revenues and the governance of PDVSA (1975-2005)*, Tesis Doctoral, London School of Economics, Departamento de Gobierno, Londres, 2006, pp. 78 y ss.

⁵²⁷ París, Francisco Eugenio, *Institutional failure in Venezuela: the cases of spending oil revenues and the governance of PDVSA (1975-2005)*, cit. p. 161.

⁵²⁸ Cabe hacer mención a la *Ley Orgánica de Creación del Fondo de Rescate de la Deuda Pública de Venezuela* (Gaceta Oficial N° 36.349 de 5 de diciembre de 1997). De acuerdo con esa Ley, el patrimonio de Fondo de la Deuda Pública de Venezuela estaba constituido, entre otros, por "el excedente de los ingresos brutos provenientes de las ventas de los incrementos en los volúmenes de hidrocarburos que correspondan al Fisco por regalía y que excedan del monto

Tal y como fue señalado en el seminario organizado por el Banco Central de Venezuela sobre el tema, la idea básica era crear un fondo separado del tesoro nacional que permitiese contrarrestar externalidades derivadas de la volatilidad del ingreso fiscal petrolero, todo ello basado en una regla ahorro-gasto⁵²⁹. Considerando que la variación de los precios del petróleo es un *shock* externo con efectos económicos adversos, la propuesta se diseñó como una solución al manejo procíclico de la política fiscal (Hernández Delfino), es decir, que mientras la política fiscal es expansiva en épocas de alza del precio del petróleo, ella se contrae en épocas de caída de ese precio, todo lo cual impacta negativamente el desempeño de la economía⁵³⁰.

Ahora bien, como explicó Ricardo Hausmann, esta regla de ahorro-gasto se justifica no solo considerando el efecto económico adverso del ingreso fiscal petrolero,

total registrado, por tal concepto, en ejercicio fiscal vigente”, así como por el “el cincuenta por ciento (50%) de los ingresos percibidos por el Fisco por concepto de los bonos de rentabilidad (PEG) de los Convenios de Asociación bajo el esquema de ganancias compartidas, según las normas aprobadas por el Congreso de la República el 04 de julio de 1995. Igualmente, el cincuenta por ciento (50%) de los bonos que, por licitación se obtengan de estos Convenios” (artículo 3). Este Fondo fue eliminado en 2003, con la creación formal del Fondo de Estabilización Macroeconómica, como luego veremos.

⁵²⁹ Rivero, Luis, editor, *Fondos de Estabilización Macroeconómica*, cit.

⁵³⁰ En resumen, para Carlos Hernández-Delfino, la creación del fondo de estabilización macroeconómica se justifica para implementar “una regla de ahorro y gasto que modere el impacto de las variaciones de los ingresos fiscales sobre el gasto público, evitando un ajuste repentino y procíclico frente a shocks, mientras se adoptan medidas de fondo, si fuese el caso que tales medidas se hacen necesarias” (“El ciclo de expansión y recesión en los programas de ajustes: Una nota sobre el caso venezolano”, *Fondos de Estabilización Macroeconómica*, cit., pp. 95 y ss.).

sino en especial, debido a las condiciones institucionales que favorecen a que el Gobierno actúe de manera procíclica. En efecto, el *boom* petrolero crea incentivos colectivos –así como incentivos en el mercado internacional– para expandir el gasto público en épocas de crecimiento del ingreso petrolero, a la par que desestimula el ahorro⁵³¹.

En otras palabras: en el caso venezolano la propuesta de crear un fondo para la estabilización macroeconómica se basó no solo en argumentos económicos; además, se consideró la incapacidad institucional del Estado venezolano para implementar políticas contra-cíclicas frente a los *shocks* externos. Este es un dato que conviene retener al momento de analizar el proceso de desmantelamiento del fondo de estabilización macroeconómica, así como nuestra propuesta para la creación de un fondo especial petrolero.

En 1998 –pocas semanas antes de la elección presidencial– fue dictada la *Ley que crea el Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica*, tomando en cuenta las propuestas trabajadas desde el año anterior⁵³². El fondo fue diseñado como un servicio sin personalidad jurídica administrado por el Banco Central de Venezuela, esto es,

⁵³¹ Para Hausmann, “estas son razones por las cuales las decisiones discrecionales de un grupo colectivo en democracia pueden llevar a resultados ineficientes, y son razones, además, para constreñir esas decisiones. Eso no quiere decir que le vamos a restringir a los diputados y a los senadores sus decisiones; lo que quiere decir es que los diputados y los senadores, sabiendo que están atrapados en este juego, deciden cambiar las reglas del juego para no caer en él”. (“Implicaciones de los fondos para la estabilidad macroeconómica en Venezuela”, *Fondos de Estabilización Macroeconómica*, cit. p. 241).

⁵³² Gaceta Oficial N° 36.575 de 5 de noviembre de 1998.

que no se concibió como una persona jurídica sino como un patrimonio separado⁵³³. Su objeto, según el artículo 1, fue “*procurar que las fluctuaciones del ingreso petrolero no afecten el necesario equilibrio fiscal, cambiario y monetario del país*”.

El fondo administraba *parte* de los ingresos petrolero que la República debía transferir, de conformidad con las reglas definidas en el artículo 4. Así, por un lado, el fondo administraría *ciertos* ingresos fiscales petroleros considerados excedentarios⁵³⁴; por el otro, los ingresos por impuesto sobre la renta causado sobre los ingresos percibidos por PDVSA y sus empresas filiales constituidas en Venezuela derivados de las cuotas de participación pagadas por las compañías privadas precalificadas para participar en los procesos licitatorios para la apertura petrolera, de

⁵³³ Conviene aclarar que, desde la perspectiva del régimen presupuestario, el patrimonio está atado a la personalidad jurídica. Como regla, cada persona jurídica debe mantener un solo régimen presupuestario. Luego, para crear patrimonios separados pueden crearse personas jurídicas especiales –como el Banco Central de Venezuela– o, por el contrario, pueden crearse patrimonios separados sin personalidad jurídica, como fue el caso del Fondo.

⁵³⁴ Ello incluía: a) ingresos por impuesto sobre la renta causado en cabeza de las empresas dedicadas a la explotación de hidrocarburos y de actividades conexas, tales como la refinación y el transporte, o a la compra o adquisición de hidrocarburos y sus derivados para la exportación los, *percibidos en exceso del promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos cinco años calendario*; b) ingresos por impuesto de explotación del petróleo y del gas *percibidos en exceso del promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos cinco años calendario* y d) ingresos por dividendos decretados y pagados por Petróleos de Venezuela, S.A., *recibidos en exceso del promedio de dichos ingresos en los últimos cinco años calendario*. La regalía no fue regulada en esta Ley.

los bonos de desempate ofrecidos y pagados por las compañías ganadoras, de los bonos sobre la rentabilidad neta de los proyectos denominados “PEG” pagados en base al porcentaje ofrecido por los inversionistas y de cualquier otro similar⁵³⁵. Además, se dispuso que PDVSA debía “mantener” en el Fondo “*los ingresos por exportación de hidrocarburos y sus derivados, después de deducir únicamente los impuestos correspondientes, derivados del aumento del precio de exportación de los hidrocarburos y sus derivados respecto al precio promedio de exportación de los últimos cinco años calendario*”. Esto es, que la regla de ahorro se fijó en atención a la obtención de ciertos ingresos petroleros considerados excepcionales o extraordinarios.

A su vez, la Ley reguló los supuestos de transferencias de recursos en bolívares del Fondo, a la República, PDVSA y los estados, esto es, la regla del gasto. Así, en términos generales esa transferencia procedía en caso de reestimación de los ingresos que dieron lugar a los correspondientes aportes realizados ante su disminución

⁵³⁵ En todo caso, al monto a transferir debía deducirse “*la suma correspondiente al situado constitucional, la parte correspondiente que debe transferirse a los Estados de conformidad con la Ley de Asignaciones Económicas Especiales para los Estados Derivadas de Minas e Hidrocarburos y la porción de ingresos que conforme a la Ley Orgánica de Creación del Fondo de Rescate de la Deuda Pública de Venezuela debe destinarse a este último fondo*”. Sin embargo, también se previó la participación de los Estados en el fondo, de acuerdo con la regla del artículo 5: “*los ingresos que correspondan a las entidades estatales por concepto de situado constitucional y por concepto de asignación económica especial, derivados de los ingresos recibidos por la República por los conceptos y supuestos a que se refiere el artículo anterior, serán transferidos al Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica*”.

conforme al promedio que dio lugar a la estimación inicial⁵³⁶, previa opinión favorable del Poder Legislativo (artículo 12). Esto es, que la regla del gasto se fijó en función a la caída de los ingresos petroleros.

Como se observa, la regla ahorro-gasto se fijó solo respecto de ciertos ingresos petroleros, considerando el excedente –o disminución– de los ingresos promedios, de forma tal que en épocas de *boom* se regularon mecanismos de ahorro obligatorio, mientras que en épocas de contracción del precio del petróleo se regularon mecanismos de transferencia al presupuesto ordinario.

⁵³⁶ Según el artículo 9, en el caso de la República, ello procedía en estos casos: a) disminución de ingresos por impuesto sobre la renta respecto del promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos cinco años calendario, y b) disminución de ingresos por impuesto de explotación del petróleo y del gas, respecto del promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos cinco años calendario. En el caso de los Estados, el artículo 10 reguló la transferencia por: a) disminución de ingresos por situado constitucional derivada de la reducción de ingresos recibidos por la República por concepto de impuesto sobre la renta respecto del promedio de dichos ingresos recibidos en los últimos cinco años calendario; b) Disminución de ingresos por situado constitucional derivada de la reducción de ingresos recibidos por la República por concepto de impuesto de explotación del petróleo y del gas respecto del promedio de dichos ingresos recibidos en los últimos cinco años calendario, y c) disminución de ingresos por concepto de asignación económica especial respecto del promedio de dichos ingresos recibidos en los últimos cinco años calendario. Finalmente, el artículo 11 reguló la transferencia a PDVSA, cuando “*se reestimen los ingresos por exportación de hidrocarburos y sus derivados, como consecuencia de la disminución del precio de exportación de dichos productos respecto al precio promedio de exportación de los últimos cinco años calendario*”.

Empero, también se previó un mecanismo de transferencia cuando los recursos del Fondo excediesen el ochenta por ciento (80%) “del monto equivalente al promedio del producto de las exportaciones petroleras de los últimos cinco años calendario” (artículo 16). En tal caso, el excedente se transferiría, respectivamente, a la República, a PDVSA y a los estados. Nótese que aquí no regía la regla ahorrógasto, pues se trató de una limitación absoluta al monto de recursos que podían ser administrados por el Fondo.

La *Ley que crea el Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica* fue modificada en junio de 1999 bajo el Gobierno de Chávez⁵³⁷, básicamente, para permitir la transferencia de parte de los recursos al “Fondo Único Social”, tanto en caso de reestimación por disminución como de exceso de los recursos administrados por el Fondo⁵³⁸. Asimismo, se modificaron las reglas de estimación de ingresos hasta el 2004, a los fines de reducir o limitar los montos a transferir al Fondo⁵³⁹.

⁵³⁷ Gaceta Oficial N° 36.722 de 14 de junio de 1999.

⁵³⁸ En el caso de transferencia de recursos a la República, la reforma del artículo 9 previó la transferencia del 40% de tales recursos al Fondo Único Social. En cuanto a la transferencia de los recursos en excesos a la República, se previeron las siguientes reglas: el 40% sería destinado al Fondo Único Social; el 25% sería destinado al Fondo de Rescate de la Deuda Pública de Venezuela y el 35% sería destinada al Fondo de Inversiones de Venezuela.

⁵³⁹ Artículos 24 y 25. El artículo 24 fijó los promedios de ingreso para efectuar transferencias al Fondo. Por su parte, el artículo 25 estableció que “únicamente deberá transferirse o mantenerse en el Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica, una cantidad equivalente al cincuenta por ciento (50%) del total que exceda dichos parámetros”, en relación al excedente de ingresos por exportaciones petroleras.

Cabe destacar que el “*Fondo Único Social*” fue creado como un fondo extra-presupuestario para concentrar “*la captación y administración de recursos para lograr la optimización de las políticas, planes y regulación de los programas sociales*”⁵⁴⁰. Con lo cual, esta reforma se enmarca en lo que sería uno de los pilares del modelo socialista que comenzó a implementarse, a saber, la creación de fondos extra-presupuestarios para administrar ingresos petroleros.

En cuanto a la regla ahorro-gasto, en todo caso, la reforma de 1999 supuso un retroceso, pues la determinación de los recursos que serían transferidos al Fondo dejó de depender de criterios generales y abstractos, para pasar a ser definidos por el Poder Ejecutivo quien dictó la Ley en ejercicio de poderes normativos extraordinarios.

Ahora bien, el artículo 321 de la Constitución aprobada en diciembre de 1999 dispuso que “*se establecerá por ley un fondo de estabilización macroeconómica destinado a garantizar la estabilidad de los gastos del Estado en los niveles nacional, regional y municipal, ante las fluctuaciones de los ingresos ordinarios. Las reglas de funcionamiento del fondo tendrán como principios básicos la eficiencia, equidad y no discriminación entre las entidades públicas que aporten recursos al mismo*”. La recepción de la figura del fondo en la Constitución no solo generó el mandato al Legislador de regular su existencia sino, además, implicó una limitación, en el sentido que los Poderes Públicos no podían adoptar ninguna decisión orientada a desconocer el propósito del fondo, a saber, garantizar la estabilidad del gasto público ante la fluctuación del ingreso derivado de la volatilidad

⁵⁴⁰ Ley de Creación del Fondo Único Social (Gaceta Oficial N° 5.398 extraordinario de 26 de octubre de 1999).

del precio del petróleo. Esto es, que, según la Constitución, el fondo debe evitar la tendencia procíclica de la gestión fiscal.

Junto a ello, cabe recordar que de acuerdo con el artículo 311 constitucional, *“ el ingreso que se genere por la explotación de la riqueza del subsuelo y los minerales, en general, propenderá a financiar la inversión real productiva, la educación y la salud”*. Esta disposición constitucional debe ser interpretada en el sentido que el ingreso fiscal petrolero no debe quedar afectado por el principio de unidad del tesoro, en el sentido que ese ingreso debe destinarse a sufragar gastos especiales, relacionados con la provisión de bienes públicos, pero dentro de las reglas fiscales especiales que la Constitución prevé, para aumentar el control sobre estos ingresos.

Sin embargo, esas normas no fueron inmediatamente implementadas, en el sentido que se optó por mantener al Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica, cuya Ley fue modificada otra vez en 2001, de nuevo, por medio de Decreto-Ley⁵⁴¹. En este caso, la reforma limitó el monto de recursos a transferir al Fondo a un monto fijo de los ingresos petroleros (6%), porcentaje que se incrementaría hasta un total del 10% hasta el 2007.

En realidad, el Fondo de Estabilización Macroeconómica solo fue creado en 2003⁵⁴², extinguiéndose así el Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica. De esa manera, el nuevo Fondo mantuvo la misma finalidad y naturaleza del anterior, o sea, se trató de un

⁵⁴¹ Gaceta Oficial N° 37.308 de 22 de octubre de 2001.

⁵⁴² Ley que Crea el Fondo para la Estabilización Macroeconómica (Gaceta Oficial N° 37.827 de 27 de noviembre de 2003).

patrimonio separado sin personalidad jurídica creado con el propósito de *“lograr la estabilidad de los gastos del Estado en los niveles nacional, estatal y municipal, frente a las fluctuaciones de los ingresos ordinarios”*, gestionado por el Banco Central de Venezuela (artículo 1). La administración operativa del Fondo para la Estabilización Macroeconómica, sin embargo, se confió al Ejecutivo Nacional a través del *“Consejo General”* y del Directorio del Fondo, regulado en el artículo 2.

En cuanto a la regla de ahorro, se previó la transferencia de ingresos derivados de privatizaciones, así como de los ingresos petroleros *“adicionales”* (artículo 11). En tal sentido, los ingresos petroleros adicionales o excedentarios se definieron en función al parámetro de los tres últimos años, incluyendo ingresos tributarios, de regalías y por dividendos (artículo 12). Similares reglas se definieron para los ingresos excedentarios por situado a los estados y municipios. Adicionalmente, se previó un aporte de PDVSA equivalente al 50% de la diferencia en exceso entre los ingresos por exportación de petróleo y sus derivados, en dólares de los Estados Unidos de América, en función al promedio de dichos ingresos en los últimos tres años (artículo 13).

En cuanto a la regla de gasto, se previeron mecanismos de transferencia –en bolívares– en los supuestos definidos en el artículo 15, a saber, por disminución de la suma de los ingresos fiscales de origen petrolero totales y por exportación de petróleo y sus derivados, siempre tomando en cuenta el promedio de los tres años calendario. Se permitió además la realización de transferencias en estados de emergencia económica. Asimismo, el artículo 18 limitó el monto de recursos que podían ser transferidos al

Fondo⁵⁴³. Estas reglas se conciliaron con la figura del Fondo de Ahorro Intergeneracional, cuya creación se estipuló en 2000, pero que, sin embargo, no fue efectivamente implementado⁵⁴⁴.

Como se observa, esta Ley mantuvo la tendencia de limitar la regla de ahorro tal y como se había decidido desde 1999. Además, la autonomía del Fondo fue anulada, al someterse su gestión a las directrices del Ejecutivo Nacional.

Como explicamos en el segundo capítulo, a partir de 2002 Hugo Chávez adoptó un conjunto de decisiones inconstitucionales orientadas a incrementar su poder político, en parte, gracias a la concentración de funciones derivada de la asamblea nacional constituyente electa en

⁵⁴³ Bajo las reglas siguientes: para la República, el máximo de 30%; para las regiones, el 10% y para PDVSA, el 30%, en todos los casos, del promedio de las exportaciones petroleras de los últimos tres años. En el caso de la República y de PDVSA, la transferencia procedería al "Fondo de Ahorro Intergeneracional", salvo la posibilidad de destinar ese excedente a operaciones de compra o refinanciamiento de deuda pública externa e interna legalmente contraída. Se previó igualmente la consulta previa al Poder Legislativo. En la nota siguiente comentamos la figura del "Fondo de Ahorro Intergeneracional".

⁵⁴⁴ La primera Ley Orgánica de la Administración Financiera del Sector Público (Gaceta Oficial N° 37.029 de 5 de septiembre de 2000) introdujo diversas reglas para promover la disciplina fiscal, no solo relacionadas con el Fondo de Estabilización Macroeconómica, sino con el Fondo de Ahorro Intergeneracional, que de acuerdo con el artículo 155, estaba "*destinado a garantizar la sostenibilidad Intergeneracional de las políticas públicas de desarrollo, especialmente la inversión real reproductiva, la educación y la salud, así como a promover y sostener la competitividad de las actividades productivas no petroleras*".

1999. Estas decisiones se orientaron a construir una estructura estatal paralela al Estado Constitucional, conocida como “Estado Comunal”, y basada en el modelo socialista. Como resultado de esas decisiones el principio de separación de poderes fue desmantelado, todo lo cual permitió a Chávez controlar políticamente a otros organismos del Poder Público como sucedió con el BCV⁵⁴⁵. Estos cambios permitieron a Chávez, desde 2005, desviar los ingresos petroleros al FONDEN⁵⁴⁶. Para perfeccionar ese objetivo, el Fondo de Estabilización Macroeconómica fue desmontado, en clara violación a la Constitución⁵⁴⁷.

Así, en 2005 es dictada una nueva Ley del Fondo de Estabilización Macroeconómica⁵⁴⁸ que reiteró su dependencia política al Ejecutivo Nacional. Además, la regla de ahorro fue sensiblemente modificada para condicionarla

⁵⁴⁵ Hernández G., José Ignacio, “Comentarios a la reforma de 2015 de la Ley del Banco Central de Venezuela y su defensa por la Sala Constitucional” en *Revista de Derecho Público* N° 145-146, Caracas, 2016, pp. 107 y ss.

⁵⁴⁶ La autonomía del Banco Central de Venezuela comenzó a resquebrajarse con la reforma de su Ley en 2005, la cual además obligó a PDVSA a desviar el ingreso petrolero en divisas al FONDEN. La reforma de la Ley fue publicada en la Gaceta Oficial N° 38.232 de 20 de julio de 2005. El FONDEN fue creado mediante Decreto N° 3.854, Gaceta Oficial N° 38.261 de 30 de agosto de 2005. Además de desviar los ingresos por exportaciones petroleras, el Gobierno de Chávez creó un impuesto por ganancias extraordinarias, que era enterado al FONDEN.

⁵⁴⁷ Santos, Miguel Ángel, “Venezuela: Running on Empty”, *LASAFORUM*, Volume XLVIII: Issue 1, 2017.

⁵⁴⁸ Gaceta Oficial N° 38.286 de 4 de octubre de 2005.

al superávit fiscal⁵⁴⁹, de forma tal que, en tales casos, el Ejecutivo Nacional debía adquirir divisas al Banco Central de Venezuela para su transferencia al Fondo, todo ello dentro de los límites definidos en la Ley⁵⁵⁰. Por su parte, la regla de gasto se condicionó -artículo 13- a la disminución de la suma de los ingresos totales, cualquiera sea su origen, respecto del promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos tres años calendario, así como a situaciones de emergencia económica, sometido a la previa consulta al Poder Legislativo.

Nótese cómo la regla de ahorro fue sensiblemente alterada, pues ésta no se condicionó a la variación del ingreso petrolero, sino a la determinación del superávit fiscal, definido además en términos amplios, todo lo cual reconocía un importante margen de interpretación al Ejecutivo Nacional para aplicar tal regla. Pero, además, el artículo 26 de la Ley suspendió los aportes para el ejercicio

⁵⁴⁹ Según el artículo 9, el Ejecutivo Nacional "asignará en el Presupuesto de la República, al Fondo para la Estabilización Macroeconómica un monto equivalente no menor al veinte por ciento (20%) de la diferencia en exceso, en términos reales y comparables, entre los ingresos y los gastos ejecutados en el período fiscal inmediatamente anterior con el objetivo de sostener la tasa de crecimiento de la economía, la inversión pública y el nivel de gasto social necesario". Similar regla aplicó para estados y municipios.

⁵⁵⁰ Para la República se fijó un monto equivalente al 20% y para los estados y municipios un monto equivalente al 10%, en ambos casos, del promedio de las exportaciones petroleras de los últimos tres años.

2005, en una disposición que se repitió para el ejercicio 2006, en una nueva reformada aprobada en 2007⁵⁵¹, finalmente reiterada para el ejercicio 2008⁵⁵².

La reforma de 2008 es la última reforma aprobada a la Ley del Fondo de Estabilización Macroeconómica. Hasta el 2013, el Fondo de Estabilización Macroeconómica y el Fondo de Ahorro Intergeneracional contaron con una regulación especial en la Ley Orgánica de la Administración Financiera del Sector Público, que fue sin embargo eliminada a partir de la reforma de 2014⁵⁵³. En cualquier caso, no fue necesario realizar nuevas reformas a la Ley del Fondo de Estabilización Macroeconómica a partir del ejercicio 2009, pues la indeterminación de la regla de ahorro prevista permitió en la práctica vaciar al Fondo.

Así, según cifras del BCV, el monto máximo que llegó a ahorrarse en el Fondo fue de 6.277 millones de dólares para el 2001⁵⁵⁴. Al año siguiente el monto se redujo a 2.857 millones, para caer a 700 millones en 2003, cifra que mantuvo aproximadamente estable hasta el 2011, cuando el monto cayó a 3 millones de USD, cifra que se mantiene en la actualidad⁵⁵⁵. En contraste, los ingresos petroleros por el boom (2005-2014) se han estimado en 700.000 millones⁵⁵⁶, mientras que los ingresos de PDVSA

⁵⁵¹ Gaceta Oficial N° 38.670 de 25 de abril de 2007.

⁵⁵² Gaceta Oficial N° 38.846 de 9 de enero de 2008.

⁵⁵³ Gaceta Oficial N° 6.154 de 19 de noviembre de 2014.

⁵⁵⁴ Recuérdese que hasta el 2003 existió el Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica.

⁵⁵⁵ <http://www.bcv.org.ve/estadisticas/reservas-internacionales>

⁵⁵⁶ Villasmil, Ricardo, "Superar la crisis e iniciar la recuperación nacional", 2016.

desviados del presupuesto nacional llegaron a alcanzar una cifra cercana al 70%⁵⁵⁷.

Siguiendo las propias cifras del BCV, también debe observarse que las reservas internacionales crecieron casi el doble entre 2004 y 2008, alcanzando ese año la cantidad de 42.299 millones. Pero desde entonces las reservas comenzaron a caer. Para 2013 habían caído cerca de la mitad, alcanzando los 8.873 millones en 2018. Desde entonces la caída ha continuado, pero con menor ritmo⁵⁵⁸.

De esa manera, la implementación del Fondo de Estabilización Macroeconómica fracasó en Venezuela como resultado de las políticas públicas que desarticularon el principio de separación de poderes, concentrando funciones en la Presidencia de la República sin controles efectivos. Ello permitió modificar la regla ahorro-gasto del Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica, y luego, desmontar progresivamente esa regla en el caso del Fondo de Estabilización Macroeconómica. Además, los controles derivados del principio de rendición de cuentas resultaron inefectivos como consecuencia de las

⁵⁵⁷ Rodríguez, Pedro Luis y Rodríguez, Luis Roberto, *El Petróleo como instrumento del progreso*, cit., p. 118.

⁵⁵⁸ Para el 2020 las reservas eran de 6.346 millones, registrándose un aumento a 10.914 millones para 2021, que probablemente responda al registro contable de los derechos especiales de giro. Para 2022 el estimado de reservas fue de 9.921 millones (lo que podría ser en realidad de apenas 4.921 millones, descontados esos derechos).

políticas clientelares que fueron financiadas con ingresos del *boom* petrolero, y que crearon una ilusión de bienestar social⁵⁵⁹.

Por lo anterior, el desmontaje del Petro-Estado requiere crear capacidades estatales para administrar el ingreso fiscal petrolero con base en reglas fiscales especiales de ahorro, gasto e inversión, a través del fondo soberano del petróleo⁵⁶⁰. Este tipo de fondos soberanos de ahorro pueden servir para múltiples propósitos, uno de los cuales es, precisamente, evitar las distorsiones económicas derivadas del ingreso petrolero⁵⁶¹. Por ello, una finalidad común de tales fondos es definir reglas claras para el ahorro del ingreso petrolero y su posterior gasto, evitando políticas fiscales procíclicas y efectos económicos adversos sobre el tipo de cambio, la inflación y los sectores no-transables de la economía, promoviendo además el ahorro intergeneracional⁵⁶².

⁵⁵⁹ Douglas, Barrios y Santos, Miguel Ángel, “¿Cuánto puede tomarle a Venezuela recuperarse del colapso económico y qué debemos hacer?”, cit.

⁵⁶⁰ Cfr.: Clark, Gordon L. *et al.* *Sovereign Wealth Funds*, Princeton University Press, Princeton, 2013, pp. 16-22, así como Gordon, Mark y Niles, Sebastian V., “Sovereign Wealth Funds An Overview” en *Sovereign Investment: Concerns and Policy Reactions*, Oxford University Press, Oxford, 2012, pp. 24-55. Véase igualmente a Sachs, Jeffrey, “How to handle the macroeconomic of oil wealth”, en *Escaping the resource curse*, *cit.*, 173.

⁵⁶¹ Cfr.: Rodríguez, Pedro Luis y Rodríguez, Luis Roberto, *El petróleo como instrumento del progreso*, *cit.*, pp. 100 y ss.

⁵⁶² Para un estudio comparado, *vid.* Alsweilem, Khalid A., *et al.*, *A comparative study of sovereign investor models: Sovereign fund profiles*, Belfer Center-Center for International Development, Harvard Kennedy School, 2015.

Por lo anterior, deben crearse reglas fiscales especiales para la administración del ingreso fiscal petrolero causado por el *government take*, y que como hemos explicado, depende actualmente de los tributos, regalías (y otros pagos de origen contractual) y dividendos. Así, para prevenir los efectos adversos del Petro-Estado sobre el Estado de Derecho no es suficiente con implementar el Fondo de Estabilización Macroeconómica. En realidad, lo importante es definir un conjunto de reglas presupuestarias especiales al ingreso fiscal petrolero, que eliminen el poder discrecional del Gobierno Nacional para captar y distribuir ese ingreso, junto con medidas que igualmente propenden a disminuir el rol del Gobierno Nacional dentro de la industria.

De esa manera, si los arreglos formales del Petro-Estado se mantienen intactos, existirán incentivos adversos a la efectiva implementación de ese Fondo, como lo demuestra nuestra reciente experiencia. Por ello, el primer paso para garantizar la efectiva implementación del Fondo debe ser desmontar los arreglos institucionales que organizan a Venezuela como Petro-Estado.

Así, en la reforma integral del sector, el fondo petrolero puede ser definido como el conjunto de reglas especiales que eliminan la capacidad discrecional del Gobierno Nacional de distribuir el ingreso petrolero, y que, por ello, propenden a desmontar al Petro-Estado.

El fondo especial petrolero debe basarse en reglas de ahorro-gasto. Esto permitiría estabilizar el ingreso petrolero al margen de los *booms* o colapsos derivados de la variación del precio del petróleo. Empero, observamos que esta regla solo afecta a una parte del ingreso petrolero, a saber, aquella derivada de *booms*. Por ello, y para dar cumplimiento al artículo 311 constitucional, el fondo

especial petrolero debe además crear reglas especiales para la administración del ingreso fiscal petrolero, que deben exceptuar a ese ingreso de la regla de la unidad del tesoro. La justificación de esa excepción es doble: por un lado, la naturaleza única del ingreso petrolero impide someter a éste al régimen de los ingresos fiscales; además, el propio artículo 311 constitucional define una regla que justifica exceptuar al ingreso fiscal petrolero del régimen ordinario de administración de ingresos fiscales derivados del principio de unidad del tesoro.

Bajo estas reformas institucionales, el ingreso fiscal petrolero quedará sustraído del principio de unidad del tesoro bajo reglas especiales basadas en tres objetivos:

En *primer lugar*, ese ingreso podría destinarse al financiamiento de bienes públicos, en especial, obras de infraestructura, o al pago de la deuda pública⁵⁶³. La finalidad es evitar que el ingreso fiscal petrolero sea empleado para sufragar gastos corrientes, en tanto ello crea incentivos nocivos al Estado de Derecho. Ello promueve el llamado ahorro intergeneracional, esto es, el ahorro del ingreso fiscal petrolero para atender necesidades de generaciones futuras, evitando que ese ingreso sea destinado para financiar el consumo actual, todo lo cual incentiva el clientelismo. En especial, tal sería el caso de las inversiones necesarias para impulsar, en Venezuela, la descarbonización⁵⁶⁴.

⁵⁶³ En general, aludimos al pago de la deuda, así como a pagos derivados de la renegociación de la deuda.

⁵⁶⁴ Villasmil, Ricardo, "Sostenibilidad fiscal y fondos de ahorro intergeneracional: El caso de Venezuela", en *Temas de Coyuntura* N° 46, Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales

En *segundo* lugar, podrían preverse reglas de asignación de un monto fijo del ingreso fiscal petrolero administrado por el fondo al fiscal nacional, para sufragar el gasto ordinario de acuerdo con el principio de unidad del tesoro. Esta regla debe valorarse con cuidado, pues al suponer la excepción a la exclusión de la unidad del tesoro, puede generar efectos adversos al Estado de Derecho. Empero, es preciso reconocer que el ingreso fiscal no-petrolero puede ser insuficiente para financiar el gasto público⁵⁶⁵. De igual manera pudieran preverse mecanismos excepcionales y limitados de transferencias en caso de insubsistencias sobrevenidas de los ingresos fiscales⁵⁶⁶.

En *tercer* lugar, podría contemplarse la asignación de cuotas de participación a los venezolanos sobre los recursos del fondo, de forma tal que los ciudadanos puedan disponer de esos recursos, no de manera libre -visto los

Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, Universidad Católica Andrés Bello, Caracas, 2002, pp. 5 y ss.

⁵⁶⁵ Al exceptuar el ingreso fiscal petrolero del principio de unidad del tesoro, éste quedaría conformado únicamente por el ingreso fiscal no petrolero. Empero, vista la predominancia del ingreso fiscal petrolero, podría justificarse el financiamiento parcial del presupuesto con el ingreso petrolero. Ello vale, por supuesto, para el gasto público no asociado a gastos de inversión en bienes públicos.

⁵⁶⁶ Razones imprevistas y sobrevenidas pueden determinar la insubsistencia del ingreso fiscal no-petrolero, justificándose así transferencias del fondo. Aquí aplicarían reglas similares a la regla del gasto prevista en el régimen del Fondo de Estabilización Macroeconómica, nuevamente, en el entendido que tal ingreso fiscal no será destinado a gastos en bienes públicos -pues para ello se prevén mecanismos especiales de financiamientos que consideran que, como regla, el ingreso fiscal petrolero debe destinarse a financiar bienes públicos.

efectos económicos adversos que ello produciría- sino para atender necesidades especiales, por ejemplo, en materia de educación, salud y pensiones. En relación con esta última opción se han formulado dos propuestas que queremos examinar.

La primera es de Pedro Luis y Luis Roberto Rodríguez, quienes proponen crear el “Fondo Patrimonial de los Venezolanos”, compuesto por la totalidad de los ingresos petroleros. Ese Fondo –administrado de manera independiente- realizará aportes al Fisco Nacional, en función al promedio de ingresos petroleros, los cuales deberán destinarse a gastos de inversión, típicamente, en bienes públicos. El excedente del Fondo se destinará a (i) crear un fideicomiso a favor de todos los venezolanos, para atender ciertos gastos a corto y largo plazo, como servicios de salud, educación y pensiones, y (ii) a inversiones en el exterior. Con esta propuesta se pretende limitar la discrecionalidad en el uso del ingreso petrolero, previniendo los desequilibrios macroeconómicos derivados de las políticas procíclicas, y fomentando además el ahorro intergeneracional. Todo ello, a través de la creación de vínculos específicos de los ciudadanos con el ingreso petrolero⁵⁶⁷.

Leopoldo López y Gustavo Baquero han retomado esta propuesta con algunas variaciones. A tal fin, proponen crear el “ingreso petrolero ciudadano”, compuesto por la sumatoria total de las regalías, el 16% del impuesto sobre la renta de origen petrolero y los dividendos pagados por PDVSA. Por su parte, el “ingreso petrolero del Estado” estaría compuesto por el 34% del impuesto sobre la renta de origen petrolero y el 50% del “ingreso petrolero ciudadano”. El “ingreso petrolero ciudadano” sería

⁵⁶⁷ *El petróleo como instrumento del progreso, cit. pp. 127 y ss.*

administrado por el Fondo Patrimonial de los venezolanos, constituido como una reserva en divisas en el Banco Central de Venezuela⁵⁶⁸.

En resumen, el fondo especial petrolero atendería a tres finalidades distintas: (i) establecer reglas de ahorro-gasto para prevenir desequilibrios macroeconómicos; (ii) definir reglas que propendan al uso del ingreso petrolero para financiar la provisión de bienes públicos y, en términos generales, fomentar el ahorro intergeneracional, y (iii) prever asignaciones del ingreso petrolero a los ciudadanos.

7. *A modo de recapitulación: la coyuntura de la riqueza petrolera en Venezuela y la privatización de iure del petróleo*

La recuperación de la industria petrolera venezolana, en términos de capacidad de producción, exportación y refinación, pasa por identificar y atender las causas que llevaron a su destrucción. De acuerdo con el diagnóstico de este libro, estas causas son tres.

La *primera* causa, y que luce como la restricción más vinculante, es el colapso del Estado venezolano, que hoy es un Estado frágil cuyas débiles instituciones han sido cooptadas por organizaciones informales y, en no pocas ocasiones, criminales. Esto impide al Estado ofrecer lo que en economía se llama bienes públicos, como la seguridad y defensa, y afecta además la calidad de infraestructuras, como el servicio eléctrico. De esa manera, el colapso del Estado limita la capacidad de producción de petróleo, por problemas que van desde la inseguridad personal hasta las fallas en infraestructuras.

⁵⁶⁸ Venezuela energética, cit., 244 y ss.

El origen de este colapso no ha sido atendido, pero sí se han adoptado medidas paliativas, en el marco de la privatización *de facto*, como es el caso de servicios privados de seguridad e instalaciones de autogeneración eléctrica. Al ser la industria petrolera un enclave, la privatización de bienes públicos podría paliar, en alguna medida, las restricciones a la producción, pero con límites evidentes. Es difícil pensar que Venezuela podrá retomar los niveles de producción de 1998, con una industria que dependa solo de bienes privados.

La *segunda* causa se asocia con el sobreendeudamiento y el déficit de divisas, cuya causa primera es el colapso del ingreso petrolero, fuente casi única de las divisas de exportación.

Hasta noviembre de 2017 el déficit de divisas se vio agravado por la decisión del Gobierno de servir la deuda, en lugar de renegociarla. En todo caso, desde 2018, y en el marco de la dolarización *de facto*, el Estado ha dejado de ser el principal oferente de divisas, las cuales provienen así del sector privado, pasando por las remesas hasta operaciones que, presumiblemente, se asocian a la legitimación de capitales.

Esta dolarización produjo, entre 2018 y 2022, la ilusión de recuperación económica, que también se proyectó en el sector petrolero, ante la incipiente recuperación de la producción. Pero la recuperación económica era no solo inestable y precaria, sino que, además, ella era, en realidad, síntoma del colapso estatal.

Las cuentas fiscales dejan en evidencia la gravedad de la situación: si descontamos los derechos especiales de giro, las reservas internacionales al cierre de 2022, según cifras del BCV, serían de apenas 5.000 millones de dólares, aproximadamente. Mientras tanto, los pasivos de la

deuda externa se siguen acumulando, lo que en el caso de PDVSA representa una cifra de aproximadamente 72.000 millones. Hasta tanto no se renegocie la deuda, la operación financiera de PDVSA es inviable. Pero la renegociación de la deuda debe formar parte de un programa de reformas económicas de mayor aliento, para el cual no hay ni capacidad ni condiciones políticas.

La *tercera* y última causa es la destrucción de los mecanismos de mercado, como resultado de las políticas predatorias que desnaturalizaron la libertad de empresa y la propiedad privada, y contribuyeron al colapso del PIB. En el sector petrolero, esto se tradujo en las políticas de expropiación que socavaron el rol de la inversión privada, cuya participación -en las empresas mixtas- era clave para la producción.

Más allá de la dolarización, y de la privatización *de facto* de la industria petrolera, los mecanismos de mercado no han sido restablecidos, como lo evidencia el índice de libertad económica de Venezuela. Sin mecanismos de mercado, cualquier crecimiento será inestable y, especialmente, agravará la desigualdad, como lo demuestra los datos de la Encuesta Nacional de Condiciones de Vida, correspondientes al 2022.

Es por lo anterior que, desde el punto de vista jurídico o institucional, cualquier recuperación de la producción petrolera, especialmente en el marco de la licencia otorgada a Chevron, será precaria e inestable. Tanto más: en el caso de Chevron, y más allá de las dudas en cuanto a la constitucionalidad y legalidad de los contratos suscritos para controlar la operación de las empresas mixtas, todo hace indicar que cualquier incremento de la producción será destinado al pago de la deuda de Chevron, sin que el Estado pueda recibir ingreso alguno, al menos, por un período aproximado de 16 meses.

Una condición necesaria, pero no suficiente, para promover la recuperación estable de la producción, es el restablecimiento de los mecanismos de mercado, esto es, adoptando un marco institucional que, como señaló Ramón Espinasa, permita apalancar la producción y atraer las inversiones en capital⁵⁶⁹. Esto pasa por reformar el régimen jurídico de los hidrocarburos, por medio de una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos que además de introducir ese marco jurídico, desmonte los arreglos institucionales del Petro-Estado.

Estamos conscientes de que estas reformas institucionales no pueden implementarse de manera automática, mucho menos bajo las condiciones políticas imperantes. Tomando ello en cuenta, lo sigue es una sugerencia de cómo esa reforma podría implementarse de manera gradual.

En *primer* lugar, es necesario recuperar la gobernanza de la Administración Pública Petrolera, fracturada como resultado de su politización en el marco de la implementación del modelo socialista. Respecto de PDVSA, ello pasa por rescatar su autonomía técnica, deslastrando a esa empresa y sus filiales de las actividades no-petroleras. Esto puede dar lugar a la creación de una nueva empresa estatal petrolera, vistas las contingencias legales que recaen sobre PDVSA. Pero como observó Ramón Espinasa, reconstruir la capacidad de PDVSA no solo es tarea difícil, sino, además, insuficiente⁵⁷⁰:

⁵⁶⁹ Espinasa, Ramón, *75 Years after the 1943 Agreements*, *cit.*

⁵⁷⁰ Espinasa, Ramón, "La reconstrucción de la industria petrolera nacional", *Revista SIC* n° 710, 2008, p. 474.

“Reconstruir PDVSA tal como fue es muy difícil. Aun cuando cambiaran las circunstancias y el Estado venezolano recreara las condiciones institucionales de después de la nacionalización, y si invitara a regresar a los empleados despedidos, es difícil que muchos regresen (...) la reconstrucción del sector petrolero nacional requerirá la participación de un buen número de empresas petroleras además de PDVSA”.

En *segundo* lugar, es preciso incrementar los cauces de participación de la inversión privada, como condición necesaria para elevar la producción petrolera. Bajo el marco jurídico actual solo sería posible incrementar la participación bajo el cauce de las empresas mixtas y previo control parlamentario. Por ello es necesario reformar la Ley Orgánica de Hidrocarburos, a los fines de derogar la reserva sobre actividades primarias, permitiendo su realización por la inversión privada, como sucede con las actividades primarias en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos.

Esta reforma puede implementarse de dos maneras. Por un lado, puede adoptarse una reforma parcial de la Ley para permitir cauces directos de gestión privada de las actividades reservadas, brindando de esa manera transparencia y certidumbre a los contratos suscritos bajo la privatización *de facto*. La segunda opción, que es la óptima, es a través de una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos. En cualquier caso, la reforma legislativa debe cubrir la conversión de los contratos suscritos bajo la privatización *de facto* en los nuevos títulos habilitantes previstos en la Ley.

En *tercer* lugar, es preciso revisar la arbitraria política de expropiaciones y nacionalizaciones adoptadas en el sector, a fin de restablecer los derechos de propiedad vulnerados. Esto pasa por el pago de las compensaciones

debidas por esas expropiaciones, todo lo cual podría dar lugar a acuerdos de canje de deuda por inversión, conducidos de manera transparente y como parte de la renegociación integral de la deuda pública externa.

En *cuarto* lugar, debe reformarse el régimen jurídico de las empresas mixtas que se preserven, a los fines de establecer normas especiales de control que, sin descuidar la adecuada supervisión del uso del patrimonio público, aporten flexibilidad a las operaciones comerciales de esas empresas, especialmente en lo que respecta a la procura pública. Esto puede lograrse por medio de la reforma parcial de la Ley o, de manera óptima, por medio de una nueva Ley. Claro está, hay una cuestión previa que debe precisarse, y es si las empresas mixtas se mantendrán, lo que pasa por un acuerdo con el socio minoritario.

Por último, y, en *quinto* lugar, deben implementarse controles especiales sobre los ingresos petroleros, a los fines de evitar su arbitraria disposición por el Gobierno mediante políticas populistas y paternalistas.

Todas estas reformas tienen un doble propósito: desmontar el Petro-Estado en Venezuela y establecer un nuevo marco institucional entre el Estado, los hidrocarburos y la sociedad, apalancado en una visión de desarrollo centrado en la persona.

Por supuesto, estas reformas jurídicas son tan solo parte de las políticas de mayor envergadura orientadas a atender las causas estructurales del colapso económico y social en Venezuela, incluyendo la recuperación del monopolio legítimo de la violencia, que se ha fracturado en el marco del colapso de Venezuela. Y ninguna de esas políticas puede implementarse hasta tanto no se avance en una transición política.

En especial, la recuperación de la industria petrolera es incompatible con la política de sanciones impuesta por Estados Unidos, que tendría que desmontarse completamente (pues las licencias son insuficientes para la recuperación de todo el sector). Es un error conceptual, sin embargo, postular que la reforma institucional debe comenzar por levantar las sanciones, por dos razones. Primero, pues las sanciones no son la restricción más vinculante, existiendo incluso el riesgo de que, sin sanciones, se eleve la capacidad para adoptar políticas predatorias. Segundo, pues la reforma institucional que requiere el sector petrolero venezolano pasa por negociaciones políticas, y las sanciones son el principal incentivo para avanzar en esas negociaciones.

Ante la imposibilidad de abarcar esta reforma integral, se ha optado por un objetivo de menor envergadura, cual es promover acuerdos que, al margen de la Constitución y la Ley, avancen en la privatización *de facto* bajo la llamada "ley antibloqueo". Estos acuerdos no solo son claramente insuficientes, sino que, además, ellos no derivarán en el uso de la renta petrolera para aliviar la emergencia humanitaria compleja, sino -en el mejor de los escenarios- para aliviar algunos de los problemas de la deuda pública externa venezolana.

Además, si bien es cierto que hoy no hay condiciones políticas para adelantar la reforma legislativa integral del sector, lo cierto es que la privatización *de facto* no solo no soluciona las causas de ese colapso, sino que, además, ella obstaculiza la recuperación de la industria, ante la necesidad de reversar su informalización. En especial, esta privatización plantea el reto jurídico de la existencia de contratos que, como los llamados contratos de servicios petroleros, no coinciden con el marco formal en vigor.

Mientras más se avance en esa privatización de *facto*, más compleja será la recuperación de la industria.

En cierto modo, la reforma institucional que proponemos se orienta a sustituir la privatización *de facto* por una privatización *de iure*. Mientras que la privatización *de facto* es resultado de políticas opacas, ineficientes y en ocasiones, antijurídicas, por medio de las cuales se ha trasladado al sector privado activos y derechos de la industria petrolera bajo control del Estado, la privatización *de iure* se basa en políticas transparentes, eficientes y acordes con el ordenamiento jurídico, mediante las cuales se transfiere al sector privado bienes y derechos que hoy están bajo el control -más nominal que real- del Estado.

De conformidad con nuestra propuesta, la privatización del petróleo no pasa por la privatización de los yacimientos, política que además de requerir una reforma constitucional, es muy difícil de implementar. Tampoco creemos que PDVSA, como sociedad mercantil, sea privatizable, y no solo en virtud de lo dispuesto en la Constitución. Así, como sociedad mercantil, PDVSA es irrecuperable, debido a las contingencias derivadas de su endeudamiento y uso en ilícitos económicos transnacionales. En realidad, respecto de PDVSA, la prioridad debería ser lograr el control técnico de sus operaciones y proceder a su reestructuración, eventualmente, judicial.

La privatización *de iure* a la cual aludimos consiste en la necesidad de abolir las reservas al Estado en la industria y, de esa manera, permitir a la inversión privada la realización directa de actividades de exploración, producción y comercialización, lo cual puede incluso derivar en la transferencia, al sector privado, de derechos petroleros asignados a empresas operadoras, tanto públicas como mixtas. Respecto de éstas, sería también posible enajenar

parte de las acciones de la CVP al socio privado, en especial, si éste decide mantener la sociedad para la realización de actividades primarias.

Esta privatización no debe ser entendida como la abdicación del rol del Estado sobre el sector petrolero, sino más bien, ella apunta al cambio de ese rol. Así, del Estado empresario basado en el pensamiento estatista, se pasaría al Estado regulador, con capacidades para ordenar y limitar el ejercicio de actividades petroleras, especialmente, por la iniciativa privada.

Hoy día pareciera que no está en discusión la necesidad de avanzar en esa privatización. La duda es cómo ésta es implementada. Hasta ahora, la privatización ha sido resultado de hechos, por medio de políticas poco transparentes, ineficientes y probablemente antijurídicas. Para lograr atraer las inversiones en capital que requerirá la industria, en la ventana de oportunidades que ofrece la transición energética, es necesario reconducir esas políticas *de facto* por políticas *de iure*, que reconozcan derechos económicos privados en la realización de las actividades petroleras.

Estamos conscientes de que, a pesar del colapso del Petro-Estado, todavía persiste la imagen colectiva de la riqueza de Venezuela representada por las “*mayores reservas petroleras del mundo*”, reservas que deben ser del “pueblo”, expresión que en realidad ha aludido, en el pensamiento político iniciado hacia la segunda mitad del siglo XX, al Estado⁵⁷¹. La realidad es muy distinta: la destruida

⁵⁷¹ La nacionalización petrolera se justificó en la idea según la cual el petróleo pasaba a ser de los venezolanos. Esta idea se retomó en las políticas del socialismo del siglo XXI, bajo la consigna de

industria petrolera ha sido privatizada *de facto*, y en el marco del colapso estatal y el mercado energético global, es insostenible pensar que su recuperación puede depender solo la iniciativa pública. La mejor manera de poner la riqueza petrolera al servicio de las personas es desmontando las bases del Petro-Estado con técnicas de privatización *de iure*, que den forma al Estado regulador y garante.

Por ello, hoy día la riqueza petrolera en Venezuela se enfrenta a esta encrucijada. Por un lado, esta riqueza puede basarse en acuerdos informales, de dudosa legalidad, que provean cierto alivio en beneficio de ciertos operadores o sectores, incluso, al amparo de algunas licencias emitidas por el Gobierno de Estados Unidos. En este escenario, la recuperación de la industria será ciertamente muy limitada y precaria, y lo más importante, la riqueza petrolera generada será insuficiente para paliar la emergencia humanitaria compleja.

Por el otro lado, esa riqueza puede orientarse a paliar la emergencia humanitaria compleja, a través de un marco institucional que, en el contexto de la transición energética, cree condiciones para atraer la inversión privada necesaria para la reconstrucción del sector petrolero, todo lo cual pasa por un nuevo marco jurídico.

que *PDVA es de todos*. Ambas frases no fueron más que una distorsión de la realidad. En la nacionalización, el petróleo pasó a ser administrado por el Poder Ejecutivo Nacional, quien en teoría debía servir a los intereses de las personas, aun cuando en la práctica la calidad de la democracia constitucional se vio mermada. En el modelo socialista, el petróleo pasó a estar dominado por la élite gobernante que, con instituciones patrimoniales, desvió la riqueza petrolera.

En esta encrucijada, debe tenerse en cuenta el trascendente cambio que ha operado, y que ha quedado silenciado en el medio de la profunda crisis política, económica y social: la destrucción del Petro-Estado venezolano. La economía venezolana ya no depende de la renta petrolera, y muy probablemente no volverá a depender nunca más, pues el petróleo ya le quedó pequeño a Venezuela⁵⁷². Esto es, que más allá del imaginario sobre la dimensión de las reservas petroleras, lo cierto es que la recuperación económica de Venezuela no puede depender solo del petróleo⁵⁷³.

Es por ello preciso insistir en el contexto de esta encrucijada: lo que está en riesgo no es el futuro del Petro-Estado, pues éste colapsó con ocasión a la destrucción ocasionada por el modelo socialista. Quedan, ciertamente, los arreglos formales del Petro-Estado, pero como cascarones vacíos. La Venezuela petrolera pasó a la Venezuela post-petrolera, pues el autoritarismo populista destruyó la producción petrolera. El Petro-Estado venezolano devoró al Petro-Estado.

No puede pensarse en el marco jurídico del Petro-Estado con una visión estatista. Por el contrario -y pese al lugar común- hace falta en Venezuela un nuevo Derecho de los hidrocarburos. Nuevo Derecho pues el marco institu-

⁵⁷² Como explican Ramón Key y Claudina Villaroel, la recuperación de la industria petrolera venezolana es insuficiente para superar el colapso económico. *Vid.*: “El petróleo será insuficiente: el colapso de la industria petrolera y la crisis venezolana”, *Debates IESA, Volumen XXIII, Número 2, 2018, pp. 26 y ss.*

⁵⁷³ Barrios, Douglas y Santos, Miguel Ángel, “¿Cuánto puede tomarle a Venezuela recuperarse del colapso económico y qué debemos hacer?”, *cit.*

cional se orientará a dar forma al Estado regulador del petróleo en la Venezuela postpetrolera. Quizás, paradójicamente, la destrucción del Petro-Estado puede haber creado condiciones únicas para avanzar en ese nuevo Derecho: no es lo mismo postular un nuevo marco jurídico que reduzca el rol del poderoso Estado productor de petróleo, que postular ese mismo marco jurídico luego del colapso -irrecuperable ya- del Estado productor.

Si no se asume esta visión, se corre el riesgo de que, bajo las condiciones políticas adecuadas, logre recuperarse la producción petrolera, pero bajo los arreglos institucionales del Petro-Estado, que, al concentrar funciones en la Presidencia de la República, crearán riesgos que podrían volver a erosionar la producción petrolera. La reforma legislativa, por ello, debe desmontar los arreglos institucionales del Petro-Estado y fundar las bases del Estado regulador de la Venezuela postpetrolera, como parte de un nuevo pacto social para Venezuela.

Hasta tanto no se asuma esta realidad, y se emprendan los complejos arreglos políticos y económicos necesarios para establecer el nuevo Derecho de los hidrocarburos de la Venezuela postpetrolera, el sector seguirá avanzando hacia una creciente informalización y privatización de *facto* que hará más difícil la puesta en ejecución de este nuevo marco institucional.