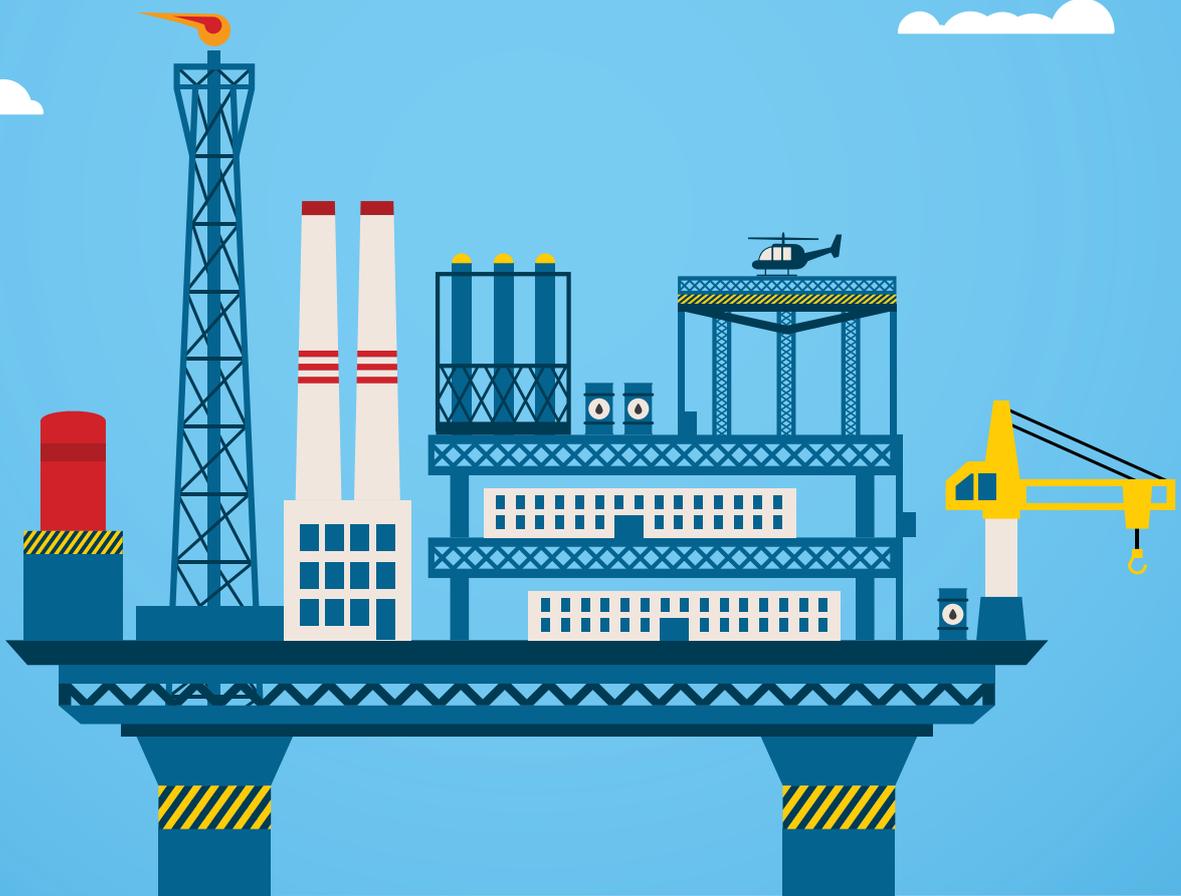


LA GEOPOLÍTICA DE PETRÓLEO Y GAS: EL PAPEL DE AMÉRICA LATINA

FEBRERO | 2016



Konrad
Adenauer
Stiftung

LA GEOPOLÍTICA DE PETRÓLEO Y GAS: EL PAPEL DE AMÉRICA LATINA

REALIZADO POR

CON EL APOYO DE



DIRECTORES

João Victor Issler
Pedro Cavalcanti Ferreira
Roberto Castello Branco

EQUIPO TÉCNICO

Coordinación Editorial
Roberto Castello Branco
Autores
Lavinia Hollanda
Roberto Castello Branco

SOCIA FUNDADORA

Clarissa Lins

EQUIPO TÉCNICO

Coordinación Editorial
Clarissa Lins
Autores
Clarissa Lins
Raoni Morais



DIRECTOR

Christian Hübner

EQUIPO TÉCNICO

Coordinación Editorial
Karina Marzano

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Maria Clara Thedim
www.mathedim.com.br

Índice

LA GEOPOLÍTICA DE PETRÓLEO Y GAS: EL PAPEL DE AMÉRICA LATINA	05
UNA VISIÓN GENERAL DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS EN AMÉRICA LATINA	07
Introducción	07
Contexto global y regional	08
La producción de petróleo y gas en América Latina	11
Competitividad de los principales países de la región	13
Potencial geológico y modelo regulatorio	15
El desafío de la integración regional y la seguridad energética	21
Consideraciones finales	23
EL SHOCK DEL PETRÓLEO 2014/2015: CAUSAS Y CONSECUENCIAS	27
Introducción	27
Los determinantes del shock de los precios del petróleo	29
Los efectos económicos del shock de precios	31
Conclusión	35
REFERENCIAS	38



La geopolítica de petróleo y gas: el papel de América Latina

El tema de la geopolítica de petróleo y gas despierta interés en la sociedad y entre especialistas del sector, dada su relevancia para entender el contexto energético presente y futuro. Con miras a entender más específicamente los principales desafíos de América Latina y su actuación en el contexto global, la Fundación Konrad Adenauer y su Programa Regional Seguridad Energética y Cambios Climáticos en América Latina - EKLA, en alianza con la FGV Crecimiento y Desarrollo y la Catavento Consultoría, organizaron un debate con especialistas de la industria y formadores de opinión, realizado el 30 de octubre de 2015.

Las palabras de apertura del evento estuvieron a cargo del presidente del Instituto Brasileiro de Petróleo, Gas y Biocombustibles – IBP, Jorge Camargo, quien ha tenido una amplia experiencia internacional en el sector de petróleo y gas en América Latina durante más de tres décadas. Asimismo, destacó su visión con relación al ambiente empresarial desde el punto de vista de la geología como de las condiciones institucionales en los países con mayor producción de la región. Luego, Roberto Castello Branco, Director Institucional del Centro de Crecimiento y Desarrollo de la FGV, hizo una exposición con una perspectiva macroeconómica y a más largo plazo sobre el momento por el que atraviesa el sector de petróleo y gas. La mesa redonda también contó con la presencia de ejecutivos de la Fundación

Konrad Adenauer, miembros de una delegación alemana de negocios y especialistas del sector de petróleo y gas. La mediadora del debate fue Clarissa Lins, socia fundadora de la Catavento Consultoría.

El resultado de este fructuoso debate es abordado en este *white paper*. La primera parte, titulada “Una visión general de la industria de petróleo y gas en América Latina”, escrito por Clarissa Lins, Raoni Morais y Lavinia Hollanda, aborda los aspectos de la industria en los principales países productores de la región. En la segunda parte, denominada “El shock del petróleo 2014/2015: causas e implicaciones”, Roberto Castello Branco analiza las consecuencias macroeconómicas de la fluctuación del precio del petróleo.



Una visión general de la industria del petróleo y gas en América Latina

Clarissa Lins, Raoni Morais e Lavinia Hollanda¹

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo y gas y su cadena de valor se refieren, tradicionalmente, a un sector estratégico en los países que disponen de esos recursos, en gran parte debido a su relevancia en la base productiva de la economía. Sin embargo, su participación relativa en la producción interna de bienes y servicios varía de país a país, siendo incontestable el grado de dependencia que cualquier economía tiene, aún, en relación a las fuentes energéticas tradicionales. La demanda energética global está hoy mayoritariamente atendida por carbón, petróleo y gas (82%), de acuerdo con los datos de la *International Energy Agency* – IEA.

La estructura de la oferta global de combustibles fósiles viene presentando alteraciones desde que los Estados Unidos pasaron a ejercer el papel de “*swing producer*”, sumando cerca de 5 millones de barriles de petróleo equivalente en el mercado global en poco más de 5 años², gracias al dinamismo de la industria de *shale*. Aliado a este hecho,

vale mencionar la nueva postura de la OPEP en un ambiente de precios bajos, privilegiando la manutención de su parte del mercado global en lugar de la recuperación del nivel de precios.

Las proyecciones de oferta y demanda mundial de energía puestos a disposición por el IEA apuntan

1. Clarissa Lins e Raoni Morais son socios de la Catavento Consultoria. Lavinia Hollanda es doctora en economía por la EPGE/FGV.

2. BP Statistical Review Workbook 2015.

hacia una manutención relativa al cuadro del 2015: precios más bajos por más tiempo³, demanda creciente a índices decrecientes en varias regiones del mundo y un *mix* de productores semejante a aquel comprobado en los últimos años – es decir, con predominio de los países de la OPEP y de los EE.UU., además de la contribución de algunos países de la OCDE, como Brasil.

Históricamente, América Latina representó una pequeña parte de la producción mundial – menos del 5% –, con Venezuela y México siendo los actores con representatividad global. No obstante, factores como el descubrimiento de una provincia de clase mundial en Brasil, la expectativa de desarrollo del gas no convencional en la Argentina y la apertura del sector de petróleo y gas luego de más de setenta años de monopolio de la empresa estatal en México viene despertando el interés de actores globales en la región.

La primera parte del *white paper* busca ilustrar una visión general de la industria de petróleo y gas en América Latina. Inicialmente, se da la inserción de la región dentro del contexto global y las principales características de la industria a nivel regional.

A continuación, se muestra la situación macroeconómica de los países latinoamericanos con mayor relevancia en producción de petróleo y gas – Brasil, Venezuela, Argentina, México y Colombia –, incluyendo el nivel de competitividad de los mismos. Se hace un análisis del atractivo de esos países, considerando los aspectos políticos y regulatorios, así como las características geológicas de las reservas. Como punto destacado, se presentan las regiones con mayor potencial de desarrollo de reservas no convencionales.

Para finalizar, se analizan algunos aspectos de las estrategias nacionales a fin de garantizar la seguridad energética, mostrando la manera en que se relacionan con el potencial de integración energético de la región.

CONTEXTO GLOBAL Y REGIONAL

El fin del súper ciclo de *commodities* – que perduró cerca de 15 años⁴ –, afectó de forma profunda a la industria del petróleo, con una caída de cerca del 50% en el precio del barril de petróleo entre mediados de junio de 2014 y noviembre de 2015.

FIGURA 1 – EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO (PRECIO BRENT, USD)



Fuentes: IEA "Spot Prices"

3. En divulgación del World Energy Outlook de 2015, el IEA apunta para la posibilidad de que el precio del petróleo permanezca en torno de USD 50/b hasta 2020. Para mayores detalles, visite la página http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2015/151110_WEO2015_presentation.pdf.

4. Conforme detallado en la segunda mitad del presente documento, en artículo firmado por Roberto Castello Branco.

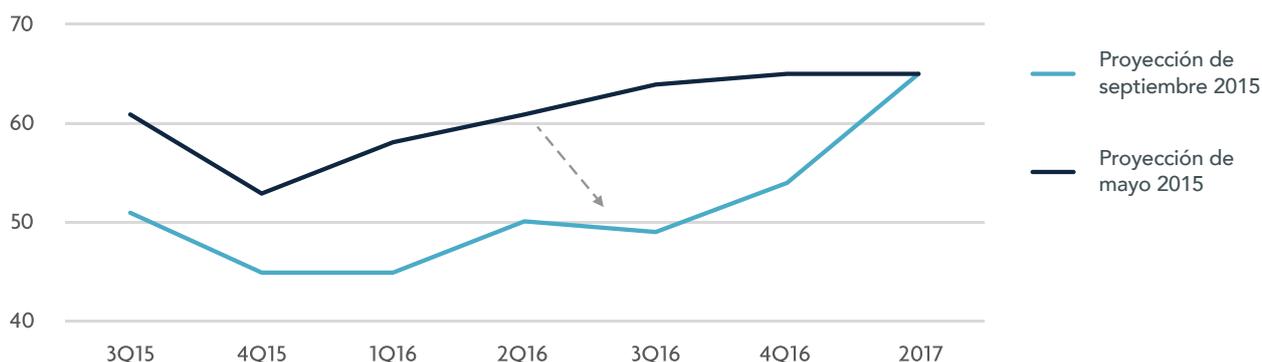
Para la existencia de este escenario, fueron fundamentales tres factores: (i) la manutención de la oferta de la OPEP en niveles elevados, sin límites de producción, (ii) la resiliencia de la oferta de países no OPEP, especialmente la producción de *shale* en los EE.UU., y (iii) la desaceleración del ritmo de crecimiento de la demanda, principalmente de China.

Esa combinación de factores provocó un choque mayoritariamente de oferta⁵, con un resultado excedente de producción, culminando en la caída

abrupta del precio. En ese contexto, el escenario de la industria en todos los niveles de la cadena ha significado un gran corte en las inversiones proyectadas⁶, despidos y la reasignación de los esfuerzos de aumento de producción para la eficiencia operacional.

Adicionalmente, la reducción sistemática en las proyecciones del precio del petróleo para los próximos dos años ejerce aún más presión en la industria para el control de costos y aumento de eficiencia.

FIGURA 2 – PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO (PRECIO BRENT, USD)



Fuentes: ICE, Goldman Sachs Investment Research, Sept. 2015

Si consideramos un horizonte de un año y medio, entre el 3er. trimestre de 2015 y el 4º trimestre de 2016, y el nivel de producción actual constante⁷, la pérdida acumulada en la facturación global del sector, solo en función de la diferencia de precio en la proyección de mayo de 2015 y septiembre de 2015 suma más de US\$ 550.000 millones.

Mirando más de cerca el panorama regional, se observa la manutención del crecimiento de la demanda de energía hasta el 2040, sin embargo, a un índice inferior a aquel observado en las dos décadas anteriores y con una reconfiguración del *mix* energético – menos petróleo y más gas. Esto significa el seguimiento de las tendencias mundiales, conforme puede certificarse por el escenario base divulgado por el IEA⁸.

5. Conforme lo presenta el FMI en el "World Economic Outlook", de abril de 2015.

6. En promedio, las International Oil Companies – IOC anunciaron cortes de inversiones en el orden del 20% al 30% en el transcurso de 2015, para los próximos años.

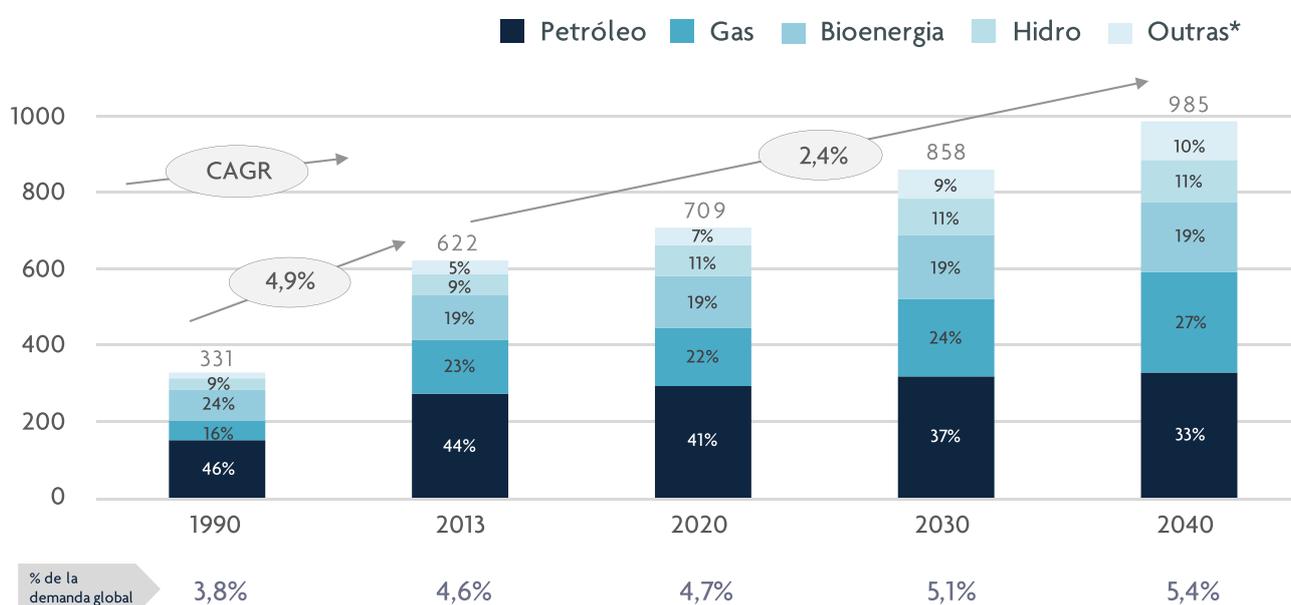
7. Producción mundial de 96,3 millones de barriles por día en el 2º trimestre de 2015, según el "Oil Market Report", IEA, de 11/09/2015.

8. Para mayores detalles, ver World Energy Outlook 2014 del IEA, New Policy Scenario. Ver también un análisis de la Catavento realizado para el Instituto Brasileiro do Petróleo – IBP en <http://catavento.biz/tendencias-para-o-setor-deenergia-sao-apresentadas-no-ibp-pela-catavento/>.

A pesar de la proyección de crecimiento promedio de la demanda por energía de 2,4% al año hasta 2040, América Latina mantiene su participación en la demanda global cerca del 5%.

En términos de producción, las proyecciones para América Latina se prevé un leve aumento de su participación en la oferta global, tanto en la producción de petróleo, como en la de gas natural.

FIGURA 3 – DEMANDA DE ENERGÍA EN AMÉRICA LATINA POR TIPO DE FUENTE (MTOE), % DEL TOTAL



Fuentes: IEA, WEO 2014 – New Policies Scenario; WEO Special Report 2015. / * – "Otras" incluye carbón, nuclear y renovables, excepto hidro y bioenergía.

Así, las proyecciones indican que América Latina tiende a mantener su representatividad relativa en ámbito global, aunque presente algunas variaciones por país en función de los contextos geológico, regulatorio e institucional.

LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN AMÉRICA LATINA

Cinco países de América Latina se destacan en términos de producción de petróleo y gas natural en la región, y ellos son: Brasil, Argentina, Venezuela, México y Colombia.

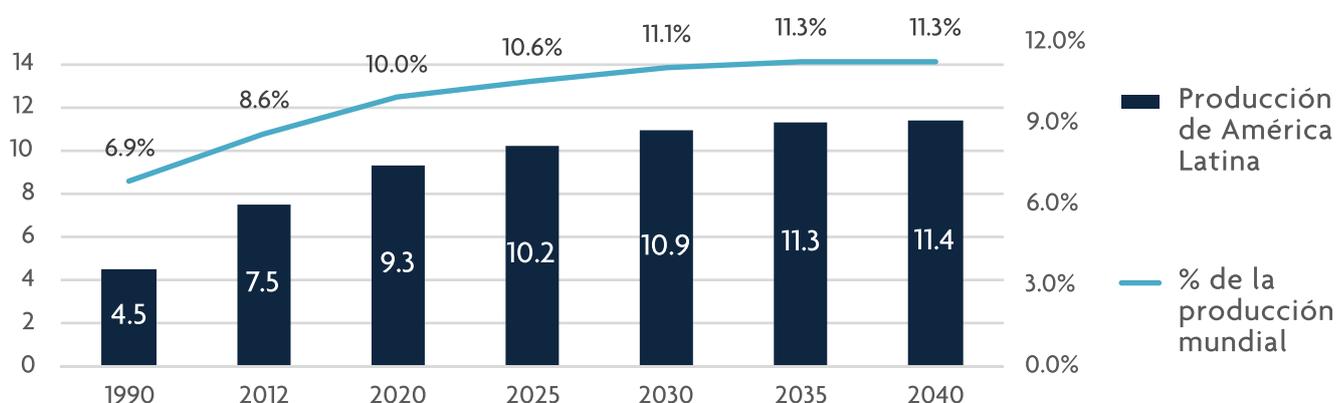
Históricamente, México y Venezuela componían, solos, el primer escalón de los grandes productores locales. Sin embargo, en los últimos 10 años, han presentado de manera continua una caída en su producción, al paso que Brasil cambia de rango de producción a partir de la década del 2000, alcanzando una franja de 2,5 millones de barriles por día y fusionándose a ese primer escalón.

Vale resaltar, sin embargo, que en la producción de México y Venezuela aparece la tendencia a decaer desde mediados de la década del 2000 – perspectiva que debe permanecer por lo menos en los próximos años⁹. En el caso de Brasil, existe

una perspectiva de continuidad de aumento de la producción en los próximos años, pero a índices menores, debido principalmente a la menor capacidad de inversión de Petrobras.

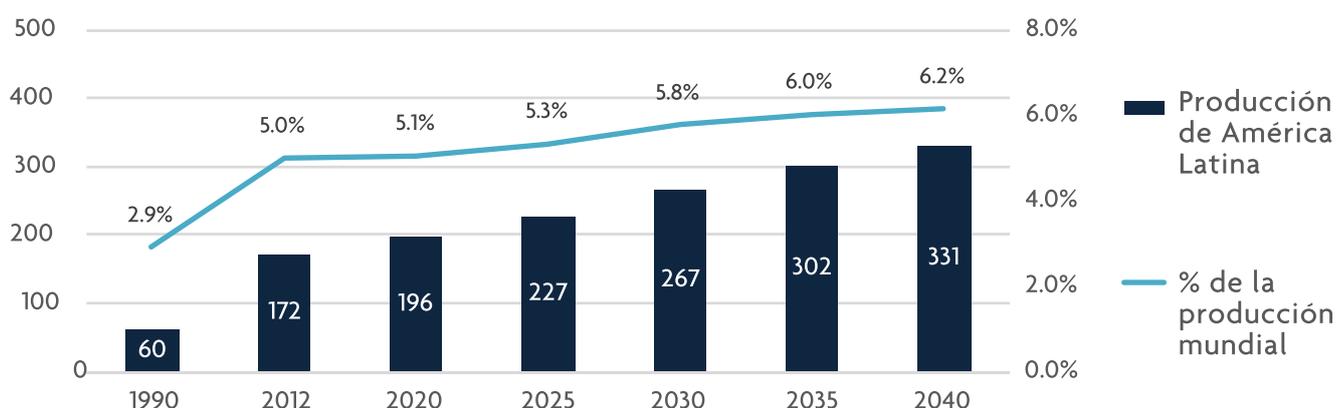
En un segundo escalón, Argentina y Colombia mantienen su producción entre 500 mil y 1,0 millón de barriles por día, visualizándose en Argentina la tendencia de reducción y en Colombia, de aumento.

FIGURA 4 – PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN* AMÉRICA LATINA Y PORCENTAJE EN RELACIÓN AL MUNDO (MILLONES DE BARRILES POR DÍA)



Fuentes: IEA, WEO 2014 – New Policies Scenario / * – *Considera petróleo "crude", líquidos de gas natural y petróleo no convencional

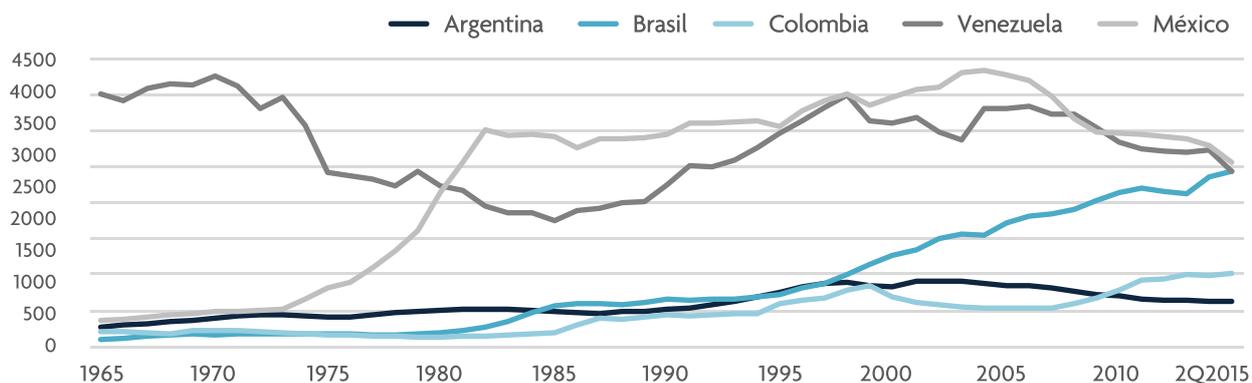
FIGURA 5 – PRODUCCIÓN DE GAS EN AMÉRICA LATINA Y PORCENTAJE CON RELACIÓN AL MUNDO (MILES DE MILLONES DE METROS CÚBICOS POR AÑO)



Fuentes: IEA, WEO 2014 – New Policies Scenario

9. Columbia University, "The impact of the decline in oil prices on the economics, politics and oil industry of Venezuela", septiembre de 2015 y "US crude oil exchanges with Mexico", febrero de 2015.

FIGURA 6 – EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO* EN LOS PRINCIPALES PAÍSES DE AMÉRICA LATINA (MILES DE BARRILES POR DÍA)

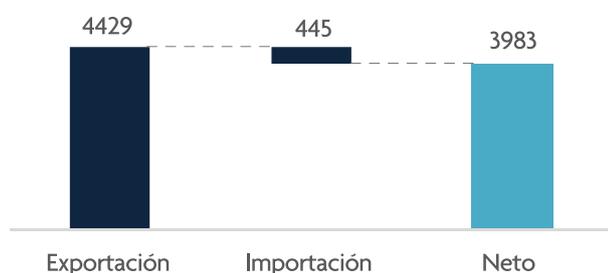


Fuentes: IEA, "Oil Market Report"; BP Statistical Review 2015; ANP, *Incluye petróleo "crude", tight, oil sands y LGN.

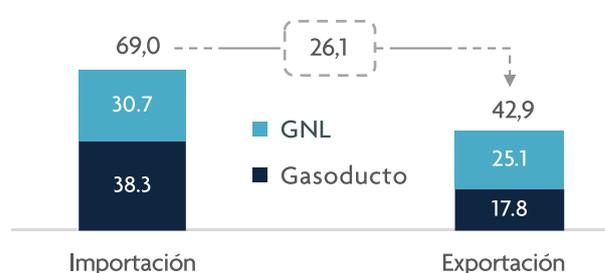
Como consecuencia de los niveles de producción y consumo interno de esos cinco países, América Latina actúa como un exportador neto en el comercio mundial de petróleo. México y Venezuela poseen el mayor volumen de exportación, dado que Brasil consume gran parte de lo que produce ¹⁰.

Con relación al gas natural, la región es neta importadora, siendo esencial resaltar la participación de Perú y Trinidad y Tobago en la composición de las exportaciones totales de GNL.

FIGURA 6 – COMERCIO TOTAL DE PETRÓLEO DE AMÉRICA LATINA (2014, MILES DE BARRILES POR DÍA)



IMPORTACIÓN/EXPORTACIÓN DE GAS EN AMÉRICA LATINA (2014, MILES DE MILLONES DE METROS CÚBICOS POR AÑO)



Fuentes: BP Statistical Review 2015.

10. En el 1er. trimestre de 2015, el consumo promedio brasileiro fue de 3,2 millones de barriles por día, según el "Oil Market Report", IEA, de 11 de septiembre de 2015.

OTROS PAÍSES PRODUCTORES EN AMÉRICA LATINA

Otros países, en aspectos específicos, poseen cierta relevancia, pero se encuentran en un rango diferente de los cinco mencionados.

Perú posee un modelo regulatorio atrayente y basado en concesiones y una relevante producción de gas natural, incluso con terminal de licuefacción para la exportación de GNL en el Pacífico. Sin embargo, enfrenta diversas restricciones socioambientales en función de la gran presencia de comunidades indígenas e interferencia en el bioma Amazónico. Ya del lado del océano Atlántico, Trinidad y Tobago es la referencia más importante gracias al comercio de GNL.

Ecuador, aunque forme parte de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), sufre gran interferencia de un gobierno bolivariano y, por esto, no consiguió desarrollar de hecho su producción en un nivel significativo.

Chile posee un buen mercado, un modelo regulatorio atrayente, pero pocos recursos naturales. Por último, Bolivia sufre la baja credibilidad externa en función del grado de intervención gubernamental y, por lo tanto, no puede atraer inversiones relevantes que puedan desarrollar su potencial de gas.

COMPETITIVIDAD DE LOS PRINCIPALES PAÍSES DE LA REGIÓN

La atracción de inversiones y *expertise* internacional, por medio de empresas que componen la cadena de suministro global y/o inversión directa extranjera, depende intrínsecamente de los ambientes institucional y político, además del contexto macroeconómico. Claridad de reglas, previsibilidad y perspectivas sólidas de crecimiento

sustentado son factores cruciales de éxito para que un país atraiga capital e inversiones.

A fin de ilustrar la situación general de los cinco países analizados en este documento, se utilizaron algunas métricas de referencia, tales como Índice de Competitividad Global evaluado anualmente por el *World Economic Forum*¹¹, crecimiento del PBI e índice de inversión.

11. Para mayores detalles, visite la página <http://www.weforum.org/reports/global-competitiveness-report-2015-2016>.

TABELA 1 – INDICADORES DE LOS PRINCIPALES PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

INDICADOR	BRASIL	ARGENTINA	VENEZUELA	MÉXICO	COLÔMBIA
PBI – 2014 (en miles de millones de dólares) ¹	2.346	543	206	1.291	378
Crecimiento del PBI ¹	0,1%	0,5%	-4% E	2,1%	4,6%
Proyección de crecimiento del PBI ¹	-3,0%	0,4%	-10,0%	2,3%	2,5%
Inversión total ¹	20%	20%	19%	22%	26%
Consumo de fuentes fósiles ²	57%	90%	90%	90%	76%
Índice de competitividad ³	75º	106º	132º	57º	61º

Fuentes: 1) FMI, "World Economic Outlook 2015"; 2) Banco Mundial, "World Development Indicators"; 3) World Economic Forum, "Global Competitiveness Index 2015-2016".

Brasil, Argentina y Venezuela presentaron en 2014 resultados bajos en términos de crecimiento del PBI, bastante lejos de aquellos obtenidos por México y Colombia, como resultado de las políticas macroeconómicas en vigencia en los diferentes países. En 2015, la proyección prevé que la diferencia de crecimiento entre esos países sea aún más acentuada. La situación de Venezuela merece una mención especial, dada la gravedad de la crisis económica y política por la que atraviesa. Tal vez sea uno de los raros países del mundo en perder cerca del 15% del PBI en dos años consecutivos.

Desde el punto de vista de la competitividad global, algunos factores merecen destacarse en la región, tales como: la fragilidad de sus instituciones y la baja capacidad de innovación.

En la evaluación de las instituciones, entran en juego diversos criterios relacionados a entidades públicas y privadas, como la ética y la corrupción, el respeto a los derechos de propiedad física e

intelectual, el grado de interferencia en las instituciones, el desempeño del sector público y la seguridad (costo de la violencia, crimen organizado, confiabilidad de la policía, por ejemplo).

Con relación a la innovación, los criterios principales son la capacidad de producir innovaciones, la calidad de las instituciones de investigación científica, las inversiones de las empresas en P&D, las asociaciones universidad-empresa, la adquisición de productos de alta tecnología por parte de gobiernos, la disponibilidad de ingenieros y científicos, además del registro de patentes.

Para esos dos temas, lo que pesa más para los resultados negativos de esos países son las evaluaciones de ética y corrupción, tanto a nivel público como privado, y del bajísimo nivel de registro de patentes. En el caso de Colombia y México, pesa también el problema del crimen organizado, al mismo tiempo que Venezuela presenta bajas valoraciones en prácticamente todos los criterios.

TABELA 2 – COMPETITIVIDAD DE LOS PRINCIPALES PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

TEMAS	BRASIL	ARGENTINA	VENEZUELA	MÉXICO	COLÔMBIA
Instituciones					
Infraestructura					
Ambiente macroeconómico					
Salud y educ. primaria					
Educación superior					
Mercado de bienes					
Mercado de trabajo					
Mercado financiero					
Preparación tecnológica					
Tamaño del mercado					
Sofisticación de los negocios					
Innovación					

Fuentes: World Economic Forum, Global Competitiveness Index 2015-2016. 0-2,5 2,6-3,5 3,6-4,5 4,6-5,5 5,6-7,0

POTENCIAL GEOLÓGICO Y MODELO REGULATORIO

Aunque los contextos macroeconómico e institucional de cada país sean elementos fundamentales para definir su competitividad, hay factores determinantes que influyen en la decisión de inversión en el sector de petróleo y gas, los cuales son: la calidad de las reservas – para la cual contribuyen tanto el volumen y tipo de petróleo/del recurso como la productividad esperada – y el modelo regulatorio del país. Así, buscamos evidenciar tales características en los principales países analizados.

BRASIL

El descubrimiento del Pre-sal propició un aumento significativo del volumen total de reservas comprobadas de petróleo en Brasil, que entre 2007 y 2014 aumentaron más del 40%. La mayor parte de ellas está ubicada en las Cuencas de Campos y Santos (incluyendo Pre-sal y Pos-sal), sumando cerca de 15.000 millones de barriles de petróleo en Brasil¹².

Los estanques más codiciados, en el Pre-sal, poseen petróleo que varía de calidad mediana a alta y, hasta el momento, ha presentado excelente

12. ANP "reservas nacionales", disponible en: <http://www.anp.gov.br/?pg=74777&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1430426275995>

Aunque se ha beneficiado por una geología extremadamente generosa, Brasil estableció un modelo regulatorio marcado por la complejidad de reglas y exigencia de gran esfuerzo burocrático

productividad, reducción del tiempo de construcción de los pozos y de los costos de producción¹³. De acuerdo con especialistas del sector, el Pre-sal representa una de las provincias de petróleo más prometedoras descubiertas en los últimos años.

Aunque se ha beneficiado por una geología extremadamente generosa, Brasil estableció un modelo regulatorio marcado por la complejidad de reglas y exigencia de gran esfuerzo burocrático. Las reservas de pos-sal, en gran parte descubiertas luego de la apertura del sector a la participación privada¹⁴, son explotadas y desarrolladas siguiendo el régimen de concesión. Ya el desarrollo de las reservas de Pre-sal se puede dar por medio del régimen de reparto de la producción (propuesto luego de la Ley de Petróleo - 2010), siendo la Petrobras la operadora única, o por el régimen de concesión (antes de 2010). Además de esos dos regímenes, aún prevalece el de cesión onerosa, creado en 2010, en el que la Petrobras, mediante el pago de determinado valor, adquirió, sin licitación¹⁵, el derecho de explotación de hasta 5.000 millones de barriles de petróleo y gas natural.

La lenta velocidad de explotación del potencial del Pre-sal se atribuye, en parte, a la exigencia de participación de Petrobras en al menos 30% de todos los bloques y obligatoriamente como operadora, aunque se encuentre en gran dificultad financiera e institucional.

Como agravante, el ambiente político-económico de Brasil es de baja gobernabilidad y credibilidad, habiendo presentado solventemente revisiones negativas en sus proyecciones macroeconómicas para 2015 – inflación excediendo el 10% y retracción del PBI de más del 3%¹⁶.

ARGENTINA

Argentina hoy enfrenta un escenario económico desfavorable, con restricciones de capital y control del cambio que limitan el acceso a la cadena de abastecimiento global y aumentan los costos de financiamiento. Además, enfrenta una baja credibilidad en el mercado internacional en función del *default* reciente¹⁷, fruto de la política adoptada por el régimen hasta entonces en vigencia.

13. Petrobras, "BTG Pactual VI Latam CEO Conference - New York", 01 de octubre de 2015, disponible en <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacoes-gerais>.

14. Ley n° 9.478, también conocida como la Ley del Petróleo, de 6 de agosto de 1997.

15. Una explicación detallada de los diversos regímenes puede encontrarse en Camargo (2013).

16. Banco Central, "Boletim Focus", 20 de noviembre de 2015.

17. Estado de San Pablo, disponible en <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,agencia-sep-rebaixa-nota-da-argentina-para-default-seletivo,1536355>.

La victoria de Mauricio Macri, del partido de la oposición, en la elección presidencial de noviembre de 2015 aumenta las expectativas en cuanto a la normalización progresiva del escenario macroeconómico y la retomada de políticas más favorables a las inversiones extranjeras.

Específicamente en la industria del petróleo y gas, el bajo nivel de confianza fue reforzado en 2012, cuando los activos de YPF Repsol se estatizaron y el gobierno retomó el control de la principal empresa del sector. A pesar de adoptar la concesión, la interferencia del Estado es muy importante.

En términos geológicos, Argentina cuenta con un gran potencial de recursos no convencionales en Vaca Muerta, en la Cuenca de Neuquén – cuyos detalles del volumen de reservas aparecen en el artículo “Potencial de los no convencionales” a seguir. Entre los puntos positivos, se destaca el elevado promedio de productividad de los pozos, siendo comparable a los mejores pozos de *shale* en los EE.UU., así como la existencia de un margen para la reducción de costos por pozo entre un 25%-30%¹⁸.

Aunque las perspectivas para el desarrollo del *shale gas* en Argentina comparan sus reservas con aquellas que están siendo desarrolladas en los Estados Unidos, su real provecho dependerá de la implantación de reglas claras, tanto en los contratos a ser firmados con YPF en cuanto a la señalización de precios.

VENEZUELA

Venezuela pasa por un período de grave recesión económica, altos índices de inflación, escasez y baja confianza del sector privado, con políticas de control de precios y nacionalizaciones. Además, enfrenta un escenario político turbulento, con denuncias de violaciones de derechos humanos y poca transparencia por parte del gobierno.

Como es muy dependiente del petróleo¹⁹, la economía se ve gravemente afectada por la caída en el precio (el *fiscal break-even price* estimado para 2015 es de \$117,5 por barril²⁰), aumentando la necesidad de ajuste fiscal y flexibilización cambial para atenuar el escenario de crisis económica.

A pesar de ser muy cuestionados²¹, los datos oficiales muestran reservas totales comprobadas de casi 300.000 millones de barriles de petróleo extrapesado y 5,6 billones de metros cúbicos de gas natural.

El modelo regulatorio venezolano es bastante particular. Prevé la creación de *joint-ventures* (“empresas mixtas”) que mantienen todas las operaciones de petróleo bajo el control de la PDVSA, sea directamente por la empresa estatal, sea por el control accionario de las “empresas mixtas”. De cualquier forma, la evolución reciente de la producción nacional ilustra el fracaso del modelo y de las políticas en vigencia/auge. No existen perspectivas de cambio de este contexto a corto plazo, haciendo que Venezuela pierda relevancia en el escenario mundial de petróleo y gas, básicamente en función de sus propias elecciones²².

18. Goldman Sachs, “Argentina: Tapping the Bakken of South America”, 14 de octubre de 2015.

19. La industria de O&G represento entre 90-96% de las exportaciones venezolanas en los últimos 7 años y el ingreso fiscal generado fue responsable por más del 60% del total recaudado por el gobierno en ese período.

20. Deutsche Bank Research, “EM oil producers: breakeven pain thresholds”, de 16 de octubre de 2014.

21. Forbes “How Big Are The Currently Known Oil Reserves And What Are The Chances Of Finding New Ones?”, disponible en: <http://www.forbes.com/sites/quora/2013/03/27/how-big-are-the-currently-known-oil-reserves-and-what-are-the-chances-of-finding-new-ones/>

22. Se pueden citar los subsidios del gobierno venezolano a las exportaciones de petróleo para Cuba y los subsidios en la nafta, que tornan ese combustible en Venezuela el más barato del mundo, tal como presentado por la Columbia University, en “Impact of the decline in oil prices on Venezuela”, de septiembre de 2015.

MÉXICO

México presenta buenos indicadores macroeconómicos, con una fuerte industria de base y telecomunicaciones, habiendo tenido poco impacto por la desaceleración china, dada su gran dependencia de los EE.UU. Sin embargo, internamente, posee serios problemas de corrupción en las instituciones y del estado, población pobre y embotellamientos de infraestructura.

Sus reservas de petróleo quedan tanto en aguas rasas como en *deep offshore*, ubicadas en la porción Sur-Sudeste del país – que es, el Golfo de México. Esto proporciona un acceso privilegiado a los principales centros creadores de tecnología y de servicios *offshore*, que actúan en la parte americana del Golfo.

La cuestión fundamental para la explotación de esas reservas es el cariz regulatorio. Por mucho tiempo, México tuvo un régimen de contratos de servicios, en el que el derecho exclusivo de explotación y producción era de la empresa estatal, la Pemex, y las operadoras internacionales actuaban como prestadores de servicios, así como otras empresas de la cadena de valor.

Luego de siete décadas actuando en un régimen que privilegió a la Pemex, el gobierno mexicano aprobó la apertura del sector a mediados del 2014²³. El cronograma de subastas se convirtió en público, así como las áreas y el modelo de contrato, siendo elogiado por el nivel de transparencia de la reforma. El proceso licitatorio prevé dos etapas bastante objetivas para minimizar la arbitrariedad del proceso. En la primera, las empresas son analizadas por sus cualificaciones, salud financiera, programa de trabajo y compromiso mínimo de

inversión. En la segunda, el único criterio considerado es la cuota del Estado en el ingreso neto. Luego de la realización de la Ronda Cero, con poco éxito, el gobierno ha aportado revisiones positivas en el 2º lote de la licitación, con mayor previsibilidad de los precios mínimos y flexibilización de las reglas de contratación. Así, México muestra su creencia en que la apertura del sector puede atraer inversiones al país para impulsar su producción – que viene en declive desde hace una década – y así generar riqueza para el país.

COLOMBIA

Colombia posee una posición fiscal más favorable que los dos principales vecinos, por más que el mayor sector exportador del país haya sido afectado por la caída del precio del petróleo en el mercado internacional. No obstante, las perspectivas de crecimiento económico para los próximos años se muestran más resistentes, debido principalmente a la depreciación del peso y al estímulo de la exportación de productos no *commodities*.

El país presenta reservas totales comprobadas de 2.400 millones de barriles de petróleo y 2.000 millones de m³ de gas natural, además de reservas *offshore* relativamente inexplotadas – con excepción del Campo de Chuchupa, región de Guajira.

Los cinco países presentados, poseen el modelo regulatorio más eficiente. El régimen de concesión presenta un modelo de *royalties* y tasación atractivos para inversiones de fuentes internacionales – como variación de las tasas en función de la producción.

23. El País, "O México acaba com o monopólio estatal de petróleo e gás", disponible en: http://brasil.elpais.com/brasil/2014/07/22/internacional/1405990229_685854.html

POTENCIAL DE NO CONVENCIONALES

Según el estudio “*World shale gas and shale oil resource assessment*” de la agencia de energía americana (EIA), el potencial que puede ser explotado a partir de reservas no convencionales en todo el mundo es extraordinario. Y América Latina se impone como una de las regiones con ese potencial, teniendo a la Argentina como gran candidato prometedor.

No obstante, precisan ser resueltas de hecho para el desarrollo de tales reservas muchas dificultades de infraestructura y regulatorias, principalmente, relacionadas al aspecto ambiental. La fractura hidráulica – técnica necesaria para la extracción de ese tipo de recurso – es considerado de gran impacto ambiental y la regularización de esa actividad es esencial para el éxito de proyectos de no convencionales. Además, debido al movimiento logístico y al potencial de impacto en comunidades locales, las operaciones de recursos no convencionales en áreas de mayor densidad de población han enfrentado fuerte resistencia de la opinión pública²⁴.

En cuanto a la infraestructura, Argentina parece tener las mejores condiciones, ya que sus reservas de *shale* se encuentran en la misma cuenca donde ya existe gran desarrollo de la actividad de petróleo y gas.

En Brasil, las cuencas terrestres suman aproximadamente 76% del área total de cuencas sedimentarias del país. Sin embargo, la falta de datos y actividades de explotación en esas cuencas hizo que el verdadero potencial *onshore* brasilero permanezca desconocido. Delante de las dificultades de expansión de la actividad de explotación para recursos convencionales en tierra, la frontera del no convencional se vuelve cada día más distante para el sector de E&P brasilero.

Entre las tres cuencas sedimentarias más prometedoras para la producción no convencional en Brasil (Cuenca del Paraná, Cuenca del Solimões y Cuenca del Amazonas), la EIA estima que las reservas técnicamente recuperables para ese tipo de producción serían de 245 billones de metros cúbicos. Igualmente, esfuerzos como el de la 12ª rodada de la ANP en 2013, que buscaron incentivar la explotación de recursos no convencionales, se frustraron por la suspensión del derecho de explotación de recursos no convencionales por el Ministerio Público Federal a partir de 2014.

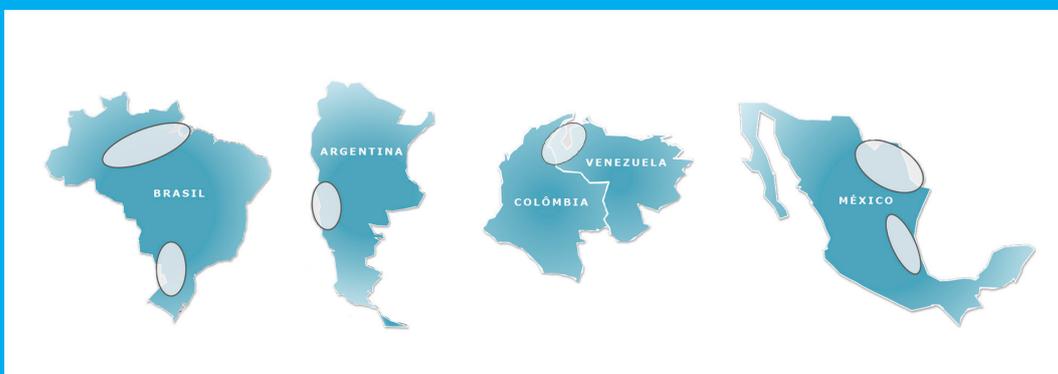
CONTINUA ►

24. En algunos países de Europa, como Francia y Rumania, hubo suspensión de actividades de explotación de recursos no convencionales. Disponible en: <http://shalegas-europe.eu/shale-gas-explained/shale-gas-and-europe/france/>.

POTENCIAL DE NO CONVENCIONALES EN LOS PRINCIPALES PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

PAÍS	RECURSOS
Brasil	Cuenca del Paraná – estimados 4.300 millones de barriles de petróleo y 80 billones de metros cúbicos de gas. Cuenca Amazonas/Solimões – estimados 1.100 millones de barriles de petróleo y 165 billones de metros cúbicos de gas.
Argentina	Mayores reservas localizadas en la Cuenca de Neuquén (Vaca Muerte y Los Molles) con estimativa de 20.000 millones de barriles de <i>shale oil</i> y 583 billones de metros cúbicos de <i>shale gas</i> .
Venezuela	Cuenca de Maracaibo – localizada entre Colombia/Venezuela, se estima que posee 15.000 millones de barriles de <i>shale oil</i> y 202 billones de metros cúbicos de <i>shale gas</i> .
México	Cuenca de Burgos – estimados 6.300 millones de barriles de petróleo y 393 billones de metros cúbicos de gas. Cuenca de Tampico – estimados 5.500 millones de barriles de petróleo y 23 billones de metros cúbicos de gas.
Colombia	Cuenca de Maracaibo – localizada entre Colombia/Venezuela, se estima que posee 15.000 millones de barriles de <i>shale oil</i> y 202 billones de metros cúbicos de <i>shale gas</i> .

Fuentes: EIA, "World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment", 2013



EL DESAFÍO DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL Y LA SEGURIDAD ENERGÉTICA

Algunos países de América Latina realizaron sobrados esfuerzos para aumentar el grado de integración energética en la región y optimizar el provecho de las potencialidades de cada país. Lo que se observó en la práctica, sin embargo, fue el éxito en la implementación de tan solo algunos de esos proyectos, pudiéndose destacar el gasoducto Brasil-Bolivia (Gasbol), el gasoducto Bolivia-Argentina y – abriendo el abanico para otros tipos de energía – la hidroeléctrica de Itaipú, una sociedad entre Brasil y Paraguay. Pueden citarse otros proyectos de menor porte, como los gasoductos Colombia-Venezuela y Argentina-Chile.

El caso más notable con esa iniciativa es el “Gran Gasoducto del Sur”, que pretendía conectar Venezuela, Brasil y Argentina mediante un viaducto de gas natural de 8 mil kilómetros, con un costo total de hasta US\$ 23.000 millones²⁵. El proyecto, por todas las dificultades técnicas, regulatorias y financieras, no llegó a concretarse. Es decir, con excepción de algunos ejemplos puntuales, el nivel latinoamericano de integración energética es prácticamente inexistente y se resume mayoritariamente a nivel subregional.

Comparando otras regiones²⁶, lo que se observa hoy en día es una posición cómoda de los países latinoamericanos con relación a la seguridad energética. Además de depender relativamente menos de la generación de energía de fuente fósil²⁷, poseen volúmenes significativos de reservas²⁸, y

gran parte de sus demandas se obtienen por la producción interna.

De modo general, se puede decir que hay una relativa autosuficiencia de los países en relación a sus necesidades de petróleo.

En el caso del gas natural, sin embargo, la situación es diferente. La importación de gas por gasoductos representa volúmenes significativos de la oferta interna total de países como México y Brasil²⁹, configurando, por lo tanto, un riesgo más acentuado de dependencia externa. Por otro lado, el vencimiento del contrato de comercialización de gas entre Brasil y Bolivia – en 2019 – puede colocar también en riesgo un mercado importante para Bolivia.

En ese contexto, el comercio de GNL se coloca como una alternativa para diversos países en la región – productores y consumidores de gas. La existencia de una capacidad instalada de terminales de licuefacción y regasificación garantiza a la región razonable inserción en los mercados Atlántico y Pacífico de comercialización de GNL. Además de los países exportadores ya mencionados, incluidos también los importadores como México, Brasil, Argentina y Chile (en ese orden de importancia). La utilización del GNL, en muchos casos, viabiliza el uso del gas como alternativa energética, particularmente para el suministro del sector eléctrico, presentándose con una alternativa a la construcción de gasoductos caros y complejos.

25. BBC Mundo, “Sin gasoducto al Sur”, disponible en: http://news.bbc.co.uk/hi/spanish/business/newsid_7646000/7646941.stm

26. En la Unión Europea, por ejemplo, el aspecto estratégico de las reservas posee una relevancia mucho mayor, dada la dependencia del suministro de gas natural de Rusia – envuelta en innumerables conflictos políticos – y de la energía nuclear, que en diversos países- como Alemania, Suecia, Italia – está siendo progresivamente desactivada y representa hoy 14% del consumo energético total (según IEA).

27. Representatividad de 70% (44% petróleo, 23% gas, y 3% carbón), ante 82% globalmente (IEA).

28. Considérense las reservas brasileiras descubiertas del Presal, las reservas estimadas de Venezuela, el potencial de petróleo y gas no convencionales en los países presentados y las demás reservas existentes.

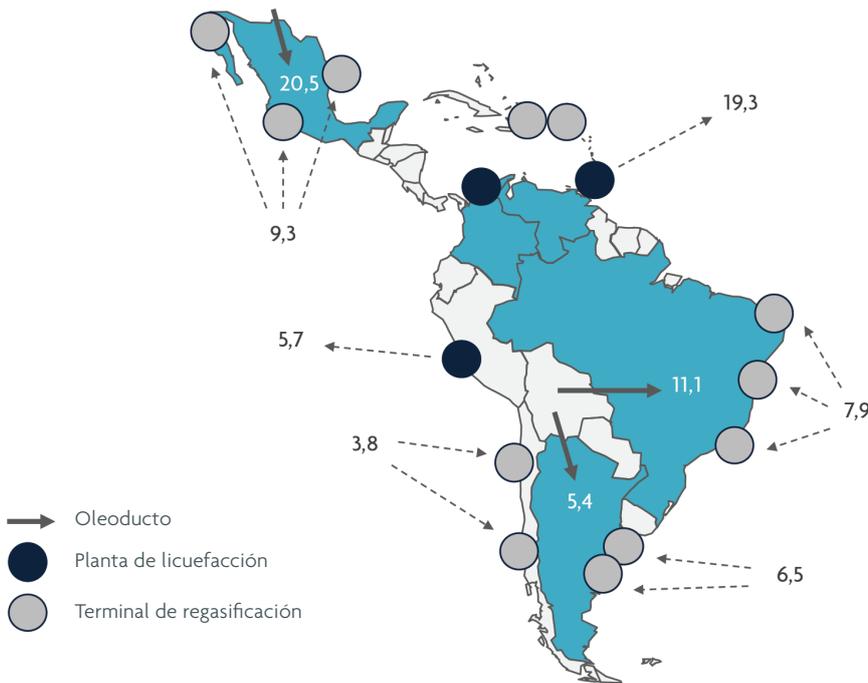
29. Según el BP Statistical Review 2015, las importaciones por gasoductos representaron cerca de 24% del consumo interno de México y 28% de Brasil.

FIGURA 7 – DEMANDA DE ENERGÍA EN A. LATINA POR TIPO DE FUENTE EN 2013 (M TOE, % DEL TOTAL / INDEPENDENCIA DE AMÉRICA LATINA DE RESERVAS EXTERNAS)



Fuentes: IEA, WEO "Special Report 2015"; BP Statistical Review 2015 / NOTA: El 5% remanente incluye carbón, nuclear y renovables, salvo hidro y bioenergía.

FIGURA 8 – COMERCIO DE GAS POR PAÍS (2015, MILES DE MILLONES DE METROS CÚBICOS POR AÑO)



Fuentes: BP Statistical Review 2015; Global LNG Info, "World LNG plants and terminals". / NOTA: Planta de licuefacción de Colombia en construcción.

Los factores determinantes para el bajo interés de los países de América Latina en integrarse energéticamente son las dificultades técnicas de viabilizar algunos proyectos, la percepción de poca necesidad de integración, en función de la disponibilidad de recursos naturales de cada país, y un contexto político complejo para la implementación de iniciativas de integración por parte de los gobiernos.

El primer punto está intrínsecamente ligado al factor geográfico de América Latina. Al norte, México puede solamente conectarse a Suramérica a través de un istmo formado por algunos países e islas caribeñas. En la parte sur, una extensa área de bosque Amazónico y la cordillera de los Andes forman grandes barreras naturales, además de las enormes distancias entre los centros productores y consumidores, que prácticamente inviabilizan proyectos de integración.

También contribuye la abundancia de reservas nacionales y de otros recursos energéticos sustitutos en los diversos países, por promover una sensación de seguridad energética, por lo menos a corto plazo, y desmotivando las costosas inversiones necesarias a la integración. Ese último factor puede representar un riesgo futuro para la seguridad energética de los países, teniendo en cuenta que las inversiones en producción pueden tener plazos largos y no acompañar un eventual crecimiento más acentuado de la demanda.

Finalmente, los impedimentos políticos para la ejecución de proyectos de integración están muy relacionados a la reducida capacidad de coordinación y de ejecución de los gobiernos locales. Cada país vive su propia situación política perturbada, lo que dificulta el alineamiento de visiones y la coordinación de esfuerzos con el objeto de implementar grandes proyectos de integración regional. Del mismo modo, las dificultades macroeconómicas enfrentadas por diversos países de América Latina

llevan a la competición de los países vecinos en la región – tanto en la venta de productos en el mercado internacional, como también en la atracción de inversiones directas extranjeras.

Delante del panorama de potencial de autosuficiencia regional de América Latina, el gran desafío, por lo tanto, es cómo garantizar la seguridad energética de todos los países que la componen. Asimismo con algunos factores que atenúan esa necesidad, la alternativa ideal posiblemente pasa por una mayor integración entre los países, con el provecho de las capacidades de cada uno.

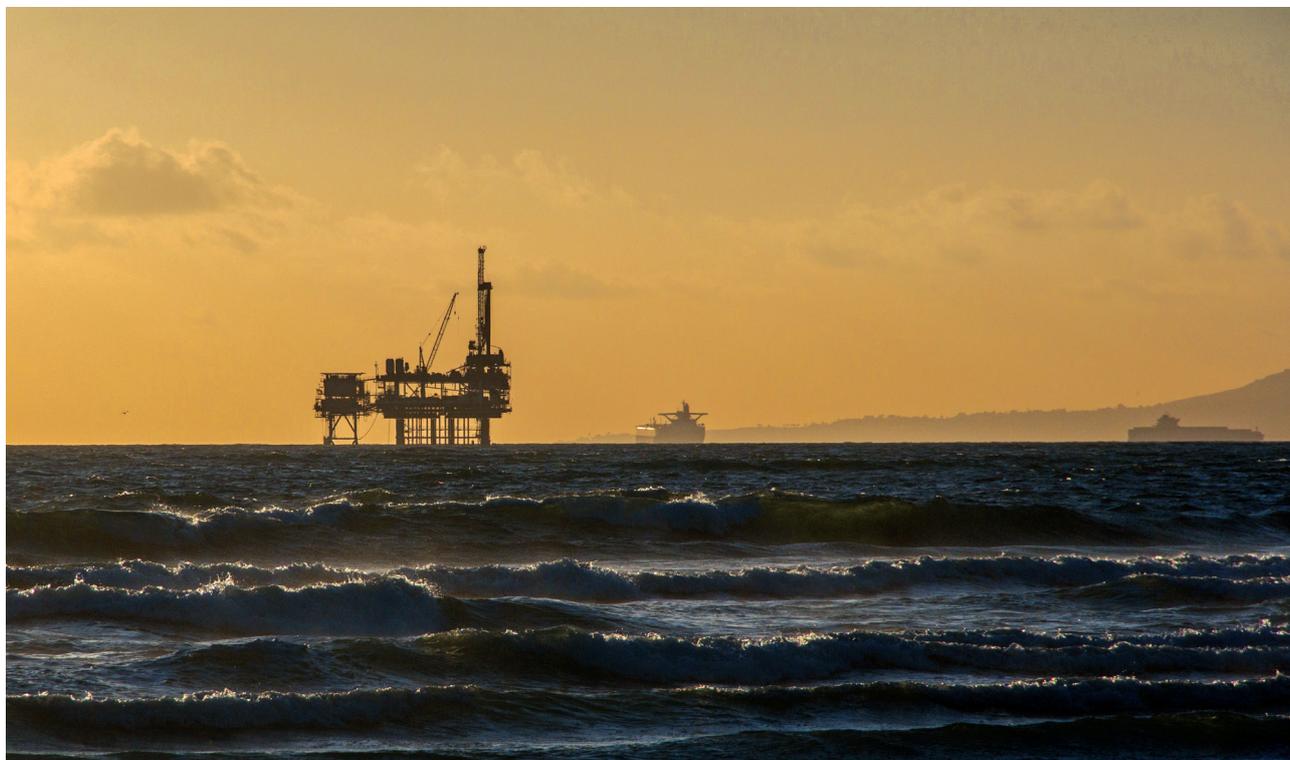
CONSIDERACIONES FINALES - AMÉRICA LATINA: ¿COOPERACIÓN O COMPETICIÓN?

La región demuestra, históricamente, un bajo apetito para la integración energética, a pesar de contar con mercados relevantes, activos geológicos atractivos y de clase mundial.

Los diferentes países han tenido un comportamiento errático a lo largo de las últimas décadas, oscilando entre el control del Estado (conocido como petroestado) y la liberalización del sector de petróleo y gas³⁰, al sabor de la fluctuación de los precios del petróleo en el mercado internacional.

En un contexto de precios más bajos y el imperativo por eficiencia en la industria, los gobiernos locales se ven presionados por atraer recursos extranjeros para viabilizar el desarrollo de las reservas. En ese ámbito, es importante privilegiar (i) la construcción de un modelo regulatorio previsible y compatible con la ecuación riesgo / regreso, (ii) la ejecución de contratos que atiendan los intereses del Estado y de los operadores y (iii) la existencia de una legislación ambiental moderna y eficiente, que no genere trabas innecesarias para el desarrollo.

30. Este aspecto será explorado adecuadamente en la segunda parte del documento, en el texto de Roberto Castello Branco.



Adicionalmente, no se puede perder de vista que las políticas climáticas resultantes de las negociaciones internacionales en el ámbito de la COP21 tienden a representar un elemento adicional de decisión en las políticas energéticas. Hay una clara tendencia a privilegiar fuentes energéticas menos emisoras de carbono, y los países de América Latina deben tener eso en cuenta al proyectar su escenario energético.

Es improbable que, en un futuro próximo, haya grandes intervenciones en sentido de la integración energética en América Latina, sea por la complejidad y altos costos de las obras que serían interesantes del punto de vista energético, sea debido a la relativa independencia actual de producción/consumo internos de cada país - o aún por la simple ineficiencia de ejecución de los gobiernos locales.

Los escenarios macroeconómico y político de cada país tienen un papel importante en la definición

de las estrategias relativas al sector de energía y a los esfuerzos que podrán ser dirigidas hacia una eventual integración energética. A pesar de las dificultades internas, sin embargo, los países latinoamericanos son muy privilegiados en recursos naturales, lo que acaba compensando gran parte de la incapacidad de planeamiento y ejecución de los países para la atención de la demanda energética de la población.

Así, cada país busca implantar políticas que aumenten el potencial de explotación y desarrollo de sus reservas, volviéndose competidor directo del país vecino, toda vez que los recursos globales escasean.

No hay valorización de la cooperación ni búsqueda de establecimiento de un mercado regional pujante, logrando que América Latina sea una suma de intereses individuales en materia energética. El lugar que ocupa en el escenario internacional se limita, así, al atractivo momentáneo de cada realidad local.





El shock del petróleo 2014/2015: causas y consecuencias

Roberto Castello Branco* / FGV Crecimiento & Desarrollo

INTRODUCCIÓN

El petróleo es la *commodity* con más alto valor de mercado en el mundo. Su producción representó aproximadamente 4,0% del PBI global de 2014, contra solo el 1,25% para el acero, el metal industrial predominante¹.

El petróleo atiende el 32,5% del consumo global de energía primaria, aunque en los últimos 35 años la intensidad del consumo, medida por la razón consumo/PBI global, haya caído 57,6%. La mayor parte de su producción, cerca del 63%, está destinada al transporte, mientras que la producción de energía, con miras a las inversiones en fuentes no renovables, es responsable tan solo del 5%.

El análisis de la economía del petróleo abarca, en nuestra opinión, por lo menos cuatro dimensiones básicas: la ambiental, la geopolítica, la tecnológica y la económica.

Aunque con una contribución declinante para la emisión global de CO₂, de 50,6% en 1973 a 35,6% en 2012, la minimización de esas emisiones es uno de los factores que incentivan inversiones en la reducción de la intensidad del consumo de petróleo, como en el desarrollo y producción de carros flex (gasolina/etanol), híbridos (HEV) y eléctricos (BEV).

Por un lado, eventos de naturaleza geopolítica pueden provocar shocks de precios del petróleo, y por otro, las variaciones de precios del petróleo tienen un potencial para producir consecuencias geopolíticas en la medida en que sean notadas como permanentes.

* – Roberto Castello Branco es director de la FGV Crecimiento y Desarrollo.

1. PBI calculado con tasas de cambio de mercado.

La experiencia con los superciclos de precios de *commodities* sugiere que posiblemente los precios del petróleo permanecerán “*low for long*”, aunque pueda ocurrir la recuperación moderada, relativa a los niveles actuales

La preocupación con la relación entre petróleo y geopolítica adquirió una mayor relevancia con la transición del centro global de explotación y producción del Golfo de México para el Golfo Pérsico. El embargo practicado en octubre de 1973 por los países árabes miembros de la OPEP contra Israel y sus aliados está identificado como uno de los marcos de la utilización del petróleo como instrumento de poder político.

Aún existen controversias respecto a si el embargo pudo haber tenido una motivación geopolítica o económica, porque la duplicación del precio del petróleo a principios de 1974 habría ocurrido de cualquier manera: la política monetaria expansionista practicada en la época por los EE.UU. fomentó generalizada y significativamente una elevación de precios de las *commodities*. Por otra parte, el embargo se levantó sin que su objetivo político se concretizara.

Por otro lado, es posible argumentar que la reciente caída de los precios del petróleo habría ayudado a inducir la firma del acuerdo nuclear de Irán, así como la reaproximación de Cuba con los EE.UU., esta última en vista del deterioro de la economía venezolana y el consecuente debilitamiento del Petrocaribe.

La creación a mediados del siglo XIX del United States Geological Service (USGS) actuó como una divisoria de aguas en la tecnología de explotación

y la producción de petróleo. Los avances recientes en la explotación “*ultradeep water*”, como el “*presal*”, y el dominio del “*hydraulic fracturing/horizontal drilling*”, son evidencias adicionales que apoyan la hipótesis de la endogeneidad de los recursos minerales. Las innovaciones tecnológicas responden a los incentivos de precios y se revelan en una importante fuente de expansión de la oferta del petróleo, desmitificando la idea del “*peak oil*” o del llamado “maltusianismo de recursos naturales”.

Nuestro abordaje se concentra en el análisis de los determinantes y de los efectos del reciente shock de precios sobre la economía global y la industria del petróleo de América Latina.

En la sección 2 el movimiento de precios se examina en el contexto de la economía de los recursos naturales, que provee una estructura teórica y empírica para el abordaje del comportamiento de los precios de *commodities* a lo largo del tiempo.

En la raíz del shock de precios está la revolución del “*shale oil*”, cuyo efecto expansionista se sancionó por decisión de Arabia Saudita para no desempeñar el papel de “*swing producer*”. Por sí sola, tal revolución produce cambios estructurales en la economía del petróleo, lo que comprende, por ejemplo, el probable aumento de la elasticidad en el precio de corto plazo de la oferta y del peso relativo de los costos operacionales en la determinación del “*break even price*”.

La experiencia con los superciclos de precios de *commodities* sugiere que posiblemente los precios del petróleo permanecerán “*low for long*”, aunque pueda ocurrir la recuperación moderada, relativa a los niveles actuales.

En la sección 3, describimos cómo el final del superciclo de precios de petróleo afecta negativamente a las economías de los países exportadores por medio de los componentes temporarios y permanentes del crecimiento económico. A través del grado de dependencia a las exportaciones e ingresos fiscales del petróleo buscamos evaluar la intensidad relativa del impacto económico negativo de corto plazo de la caída de precios.

Por varias razones, creemos que las vulnerabilidades de la economía venezolana (cuyo PBI ya se contrajo en 4% el año pasado) hagan que la misma sea la que sufre más impacto negativo en América Latina en virtud de la dinámica de los precios del petróleo.

Finalmente, buscamos obtener algunas lecciones aplicables a las políticas públicas en Brasil y en América Latina en general.

LOS DETERMINANTES DEL SHOCK DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO

Los economistas separan las series temporales de precios reales de *commodities* en dos movimientos: tendencias a largo plazo y ciclos. A su vez, los ciclos se dividen en dos categorías: de corto plazo y de mediano plazo, estos últimos conocidos como “superciclos”, dada su persistencia.

Luego de la tendencia decreciente entre mediados y fines del siglo XIX, a partir de 1900, la evidencia empírica – Jacks (2013) – muestra que los precios del petróleo comenzaron a exhibir una tendencia

creciente a largo plazo, con un aumento acumulativo de 614% en el período 1900-2010 y de 355% en 1950-2010.

Los ciclos de corto plazo son determinados por los ciclos de negocios de la macroeconomía, poseen una duración variable entre 2 y 4 años y se caracterizan por la elevada volatilidad de los precios.

Los “superciclos”, fenómenos con una duración variable entre 10 y 25 años, se caracterizan por precios sistemáticamente por encima de la tendencia de largo plazo. Tales ciclos encuentran su causa en los shocks de demanda, consecuencia de la combinación de crecimiento económico más acelerado con aumento simultáneo de la intensidad de consumo de la “*commodity*”, frente a la baja elasticidad en el precio de la oferta de corto plazo, típica de recursos naturales no renovables.

La literatura económica identifica tres “superciclos” de precios reales del petróleo desde el inicio del siglo XX: 1900-1920, 1960-1980 y el último iniciado a fines del siglo XX que probablemente llegó a su término en 2014². La baja frecuencia de esos ciclos está asociada a la baja frecuencia de shocks de demanda global, lo que sugiere que a pesar de la respuesta de las inversiones a los precios más bajos, el shock reciente debe posiblemente persistir por un razonable número de años.

Los superciclos tienden a ser positivamente correlacionados con eventos históricos, como la industrialización y urbanización/suburbanización de los EE.UU., la recuperación de la economía europea en la posguerra y la aceleración del crecimiento económico de Japón y de China.

Aunque los movimientos de precios de *commodities* – principalmente los de origen mineral – registraron el fenómeno del “*co-movement*” inducido por factores comunes, como la aceleración del

2. Ver, por ejemplo, Cuddington (2012) y Jacks (2013).

crecimiento económico global, el final del último superciclo presentó características distintas si comparamos minerales y metales con el petróleo.

Los precios de minerales y metales, en su gran mayoría, alcanzaron un pico en el primer trimestre de 2011, comenzando entonces una tendencia declinante aunque más suave que la de los precios del petróleo. Para algunas *commodities*, como el mineral de hierro y el carbón metalúrgico, la reducción de precios acumulada a lo largo de cuatro años del 70%, fue superior a la sufrida recientemente por el precio del petróleo. El término del superciclo de este último se manifestó de forma abrupta, con declino de aproximadamente 55% en su mayor parte concentrado en el segundo semestre de 2014.

La inversión global en minería alcanzó un pico en 2012 con US\$ 130.000 millones, al tiempo que en la industria del petróleo se calcula que esto haya sucedido en 2012, cuando llegó a US\$ 450.000 millones.

Es posible hacer conjeturas sobre explicaciones para la diferencia de patrón entre *commodities* metálicas y el petróleo en el proceso de la caída de precios. Mientras las primeras poseen una demanda derivada de la producción industrial, cuyo ritmo de expansión se desaceleró gradualmente y casi de forma sincronizada con el crecimiento de la oferta global de esas *commodities*, en el petróleo el papel de la OPEP, entidad que no encuentra paralelo en la minería, fue crítico para transmitir a la trayectoria de precios el exceso de oferta global.

De acuerdo con cálculos econométricos, la baja de los precios del petróleo fue determinada por la expansión más lenta de la demanda - 1/3 de la reducción - derivada de la desaceleración del crecimiento económico de China y de las más grandes economías emergentes, siendo los 2/3 restantes

asociados a la respuesta de la oferta a los incentivos de precios elevados, ingredientes típicos del final de un "superciclo".³

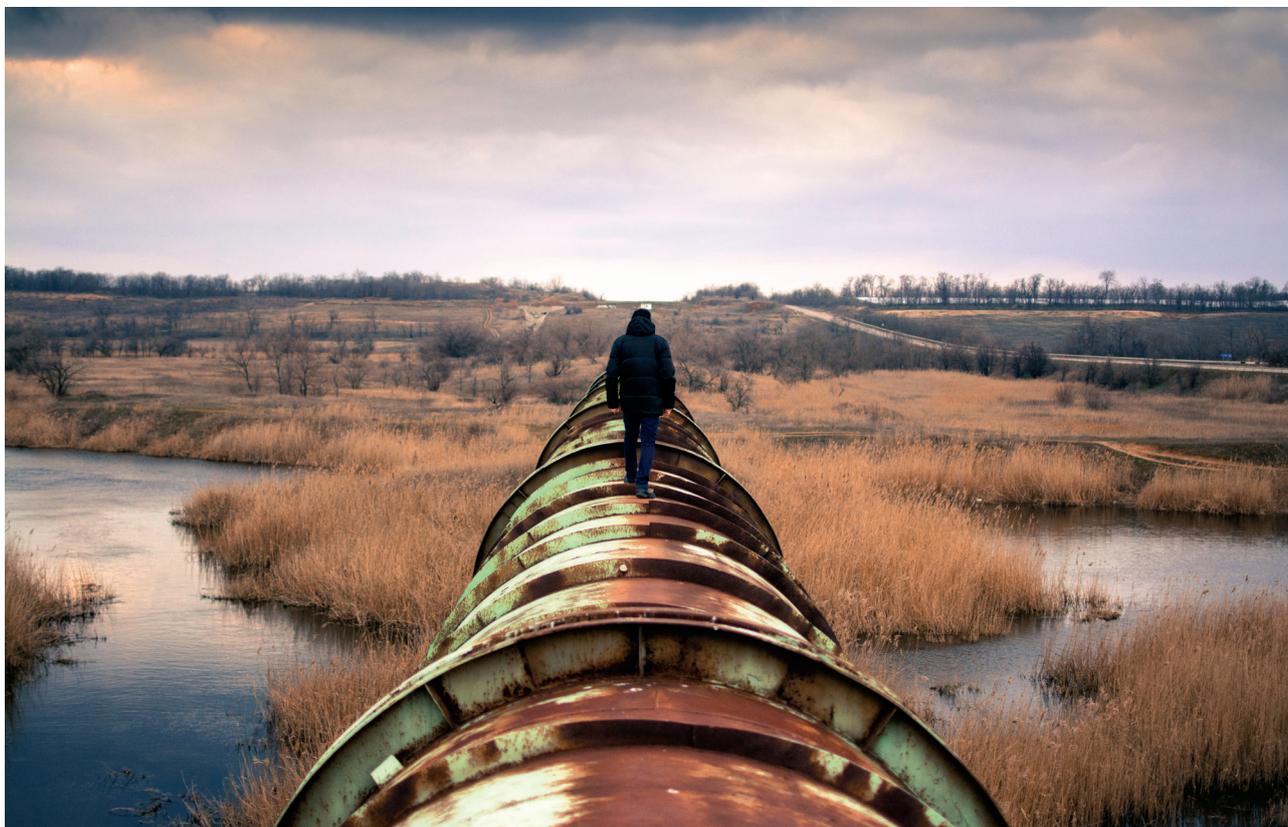
La hipótesis de "financiarización"- especulación por parte de inversores financieros en bolsas de *commodities* - no encuentra respaldo empírico en los estudios sobre precios de *commodities*. En esta situación específica, de acuerdo con la IEA, los *stocks* mundiales de petróleo se situaban en niveles muy elevados desde 2013.

Entre 2010 y 2014, la producción americana aumentó en 3,8 millones de barriles diarios (mbpd), un volumen mayor del que era producido anualmente por productores tradicionales, como Nigeria, Kuwait o Emiratos Árabes Unidos, habiendo superado EE.UU. a Arabia Saudita y a Rusia como el más grande productor mundial de petróleo. EE.UU. fue el primer país en la historia en registrar un aumento de producción superior a 1 mbpd por tres años consecutivos.

La parcela más importante de ese movimiento fue consecuencia de la revolución del "shale oil/gas", resultante de innovaciones tecnológicas en un ambiente regulatorio, estimulador de la inversión privada. Ella no se limitó a reubicar a EE.UU. en el liderazgo de la producción global de petróleo, sino que permitió significativas ganancias de productividad y reducción de costos, cuyo potencial todavía no fue integralmente realizado.

A pesar de los costos más elevados que en Medio Oriente, por ejemplo, los proyectos de "shale oil" son menos intensivos en la capital, sus riesgos son relativamente bajos y los flujos de ingresos se inician más rápidamente que en un proyecto convencional o en aguas profundas, lo que amplía la importancia relativa de los costos operacionales y eleva la tasa de retorno esperada.

3. Ver, por ejemplo, *World Economic Outlook*, abril 2015.



En ese ambiente de transformación estructural, la respuesta racional de Arabia Saudita fue desertar de su tradicional papel de “*swing producer*”, pues en caso de ejercerlo la llevaría a desistir de partes de mercado y lucros en beneficio de productores menos eficientes. De ese modo, la OPEP validó el shock de oferta promovido principalmente por la expansión de la producción americana.

La industria global del petróleo pasó entonces, a tener dos grandes productores, Arabia Saudita y EE.UU., con dos características bien definidas.

Ambos poseen la capacidad ociosa de accionarse rápidamente. Arabia Saudita es un productor de muy bajo costo, mientras que los EE.UU. tienen costos que presentaron una significativa reducción recientemente, pero poseen un potencial para caídas adicionales, teniendo en cuenta que la tecnología del “*fracking*” aún está en desarrollo.

LOS EFECTOS ECONÓMICOS DEL SHOCK DE PRECIOS

El impacto calculado de la reducción de los precios del petróleo sobre el crecimiento económico global en 2015 es limitado: de 0,3% a 0,5% del PBI, equivalente a US\$ 350.000/500.000 millones.

Esto se explica por el hecho de que aunque los países importadores de petróleo detengan una parte mucho mayor del PBI global que los exportadores, el impacto positivo sobre los primeros es muy inferior a los reflejos negativos sobre las economías del segundo grupo.

Entre los mayores beneficiados están EE.UU., Japón, China, Corea del Sur e India, los cinco mayores importadores, pero cuya relación de consumo del petróleo/PBI es relativamente limitada, siendo de respectivamente, 3,8%, 4,0%, 5,4%, 3,8% y 7,5%.

Para países que transfieren integralmente los precios internacionales para el consumidor doméstico hubo un aumento de ingresos disponible, causando un impacto positivo sobre el consumo y la demanda agregada.

En países que subsidiaban el consumo de derivados, como India (diésel) y Brasil (todos con excepción del kerosén de aviación), el reajuste de precios para la remoción de subsidios se suavizó por la caída de 50% de los precios internacionales del petróleo. Si por un lado hubo una pérdida de ingresos disponible, por otro lado, se eliminaron distorsiones que implicaban en una mala asignación de recursos, perjudicial al crecimiento de la economía⁴.

EE.UU. y Brasil son casos especiales que merecen distinción.

Aparentemente, el principal efecto económico para la economía americana se originó de la revolución del "shale oil", que, según los cálculos, habría causado un beneficio líquido del orden de US\$ 2,5/3,0 billones, lo que equivale a aproximadamente una vez y media el PBI de Brasil⁵.

La experiencia brasilera contrasta con la norteamericana. Mientras el ambiente institucional fue muy favorable a la revolución del "shale oil", en Brasil fue en buena medida responsable por las enormes pérdidas de la Petrobras, que a mediados de la década pasada hizo el mayor descubrimiento hasta hoy en aguas ultraprofundas. Controles de precios de derivados, inducción a las inversiones de alto costo en el *downstream* y la exigencia de contenido nacional aliados a la mala gobernabilidad fueron ingredientes de un episodio típico de "maldición de recursos naturales".



4. En el caso de la Petrobras la precificación de derivados del petróleo sistemáticamente abajo de las cotizaciones internacionales llevó a pérdidas de miles de millones.

5. Ver Y. Gilje et alia (2015).

Esto sugiere que el dominio de la tecnología avanzada es una condición necesaria pero no suficiente para el éxito en el desarrollo de proyectos de petróleo. La calidad del ambiente institucional es un elemento fundamental en la determinación del éxito de las actividades de explotación y producción de petróleo.

A corto plazo, los principales canales de transmisión de los efectos del final del superciclo de los precios sobre los productores se manifiestan a través de las exportaciones y de las finanzas públicas.

Las exportaciones de petróleo cuentan con elevadísimos porcentajes, las exportaciones totales de: Libia (97%), Guinea Ecuatorial (90%), Argelia (88%), Nigeria (87%), Arabia Saudita (86%), Catar (82%), Venezuela (82%), Kuwait (72%), Irán (79%), Omán (78%), Gabán (66%), Kazajstán (57%) y Rusia (50%). La magnitud de la conmoción negativa dependerá de las políticas de cambio, aumentando en forma directamente proporcional a la rigidez de la tasa de cambio (como Venezuela) y disminuyendo cuando más flexible sea el régimen cambiario, como el caso de Rusia, Nigeria y Colombia, que dejaron desvalorizar sus monedas.

Productores africanos, como Guinea Ecuatorial y Libia, y de Medio Oriente - Irak, Catar, Omán, Bahréin, Kuwait y Arabia Saudita - tienen las finanzas públicas sumamente dependientes de los ingresos con el petróleo, que representan entre 70% y 90% de su recaudación fiscal.

Los precios necesarios para el equilibrio presupuestario ("*break even fiscal prices*") se ubican por encima de US\$ 50 por barril en la mayor parte de los exportadores, llegando a niveles de aproximadamente US\$ 120 en países como Irán, Irak, Argelia y Bahréin. Los años de bonanza estimularon

una fuerte expansión de gastos públicos, lo que contribuyó a elevar los "*break even prices*" en relación al inicio del ciclo, acentuando su vulnerabilidad.

Entre los productores de América Latina, con excepción de Venezuela, la dependencia promedio de las economías al precio del petróleo es mucho menor que el de África y Medio Oriente. En Colombia los ingresos con el petróleo representan aproximadamente el 15% de los ingresos fiscales totales, y en el Ecuador, México y Bolivia, entre 25% y 35%.

Se calcula que la economía más afectada en la región sea la venezolana, cuya vulnerabilidad es consecuencia de la elevada exposición a la volatilidad de los precios del petróleo y de las distorsiones asociadas a la intervención estatal en la actividad económica y a la hostilidad a la iniciativa privada, haciendo con que el escenario económico local se fuera deteriorando antes del shock de precios.

Cálculos del FMI indican que la pérdida del producto real de Venezuela, acumulada en el período 2014-2016, llegará al 17%, que de ser confirmada, se asemeja a un episodio clasificado como "raro desastre macroeconómico".⁶

La acumulación de activos durante el superciclo actúa como factor de mitigación de los efectos sobre las finanzas públicas en los casos de Noruega y de los países del GCC. Los países del Golfo han invertido inclusive en la diversificación de sus economías, buscando la expansión de las industrias de transformación y de servicios.

Mientras en las economías desarrolladas las fluctuaciones cíclicas tienden a constituirse en desvíos en relación a una tendencia estable de

6. Ver al respecto Barro, R. y Ursua, J, (2011).

crecimiento de largo plazo, en las economías emergentes (grupo en que se encuadran los exportadores de petróleo) las tendencias de largo plazo exhiben volatilidad, dado que las recesiones acostumbran a transmitir fuertes oscilaciones a la productividad total de los factores, la principal fuente de expansión de la actividad económica de largo plazo.^{7 8}

De este modo, para posibilitar una visión más apropiada en una perspectiva de más largo plazo, vale la pena considerar que al contribuir directamente para la elevación de las relaciones de intercambio de los países exportadores – aumentando el precio de las exportaciones con relación al de las importaciones – los efectos de un superciclo de commodities afecta el crecimiento del producto real a través de sus componentes cíclicos (temporales) y estructurales (permanentes).

Las ganancias de relaciones de intercambio producen aumentos de ingreso real, que a su vez influyen en la expansión de consumo, lo que puede llevar al crecimiento del PBI de corto plazo, a superar la capacidad de crecimiento de largo plazo, dada por las inversiones en capital físico y capital humano y la productividad total de los factores.

La casi sistemática adopción (por gobiernos de países exportadores de petróleo) de políticas fiscales pro-cíclicas – aumento de déficit en las fases de expansión del PBI y reducción en las de contracción – tiende a acelerar el crecimiento por encima de su capacidad potencial durante el ciclo de alza de precios. En contrapartida, la adopción de una política fiscal a favor de tal carácter cíclico compite para profundizar el efecto recesivo del shock de precios de 2014/2015, ya que los gobiernos entonces, no disponen de recursos para estimular la demanda y así suavizarlo.

Otro elemento que lleva a la elevación temporaria del crecimiento es el empleo de tasas de cambio fijas o administradas, mecanismo que impide, por lo menos parcialmente, la apreciación en términos reales de la moneda del país exportador. En la presencia de tasas de cambio flexibles, la ganancia de relaciones de intercambio produce una valorización real de la moneda doméstica, lo que a su vez afecta negativamente a los sectores productores de bienes y servicios comercializables internacionalmente, moderando la expansión de corto plazo, volviéndola más alineada con la capacidad potencial.

A medida que los agentes económicos interpreten el alza de precios de petróleo como duradera, las inversiones en el sector y las actividades de apoyo, como transporte, infraestructura, servicios e industria de máquinas y equipamientos, tienden a aumentar, lo que contribuye a expandir la capacidad de crecimiento de largo plazo.

Otro efecto de la naturaleza más permanente sucede a través de los estímulos para el aumento de la participación de la mano de obra en la fuerza de trabajo y de la inversión en capital humano, a través de la educación y el entrenamiento en el trabajo.

Finalmente, un superciclo incentiva el empleo de innovaciones tecnológicas, la elevación de inversiones en investigación y desarrollo y la reasignación intersectorial de capital y mano de obra, eventos que tienden a influenciar positivamente la productividad total de los factores y consecuentemente el crecimiento económico de largo plazo.

Evidentemente, las magnitudes relativas de los efectos sobre los componentes cíclicos y estructurales del crecimiento del producto real dependen

7. Son pocas las economías desarrolladas, exportadoras de petróleo importantes, destacándose solamente Canadá, Noruega y Australia.

8. La productividad total de los factores corresponde a la eficiencia con que son combinados los factores de producción, capital físico y capital humano, para la producción de bienes y servicios.

Se calcula que la economía más afectada en la región sea la venezolana, cuya vulnerabilidad es consecuencia de la elevada exposición a la volatilidad de los precios del petróleo y de las distorsiones asociadas a la intervención estatal en la actividad económica

de las condiciones específicas de cada economía. No obstante, el final de un largo ciclo de alza de precios conduce a la reversión de sus efectos positivos sobre el crecimiento y, principalmente, en el caso de países que adoptaron políticas inadecuadas, al cambio de tendencia de crecimiento de largo plazo para una trayectoria de tasas más bajas.

En Venezuela, que posee las más grandes reservas comprobadas de petróleo del mundo, la producción se redujo en 600.000 bpd en 10 años. Esto sugiere una pérdida de productividad e inversiones insuficientes, lo que puede atribuirse a la emigración masiva de capital humano e imposición de considerables restricciones a la operación del sistema de precios relativos, siendo bastante probable que el superciclo no haya traído ningún beneficio estructural.⁹ Por el contrario, es muy posible que en ausencia de profundas reformas estructurales, la economía venezolana se enfrente con perspectivas mucho más modestas que en el pasado.

El FMI calcula que el shock de los precios del petróleo deba producir una contracción promedio de 2,25% al año en el crecimiento del PBI de los países exportadores en el período 2015/2017,

comparado con el período 2012/2014. Evidentemente, la intensidad de la retracción variará para más o menos, dependiendo de la dinámica de cada economía exportadora de petróleo.

CONCLUSIÓN

Este breve análisis nos permite decir que la especialización en la producción de *commodities*, como el petróleo, y por lo tanto, en la explotación de ventajas comparativas, genera beneficios para el crecimiento económico de largo plazo desde que se satisfagan algunas condicionantes. Entre estas, destacan la inversión en educación de calidad, la adopción de responsabilidad fiscal y de políticas fiscales contracíclicas, régimen cambiario de tasas fluctuantes y la creación de un ambiente amigable para la inversión privada, la innovación y la realización de ganancias de eficiencia.

La combinación del énfasis en la educación mineral, investigación y desarrollo, y estructura legal y regulatoria favorable al espíritu empresarial y a la competencia ha sido históricamente una característica distintiva de la industria norteamericana

9. Existe evidencia de flujos migratorios de Venezuela para otros países, principalmente EE.UU. y Colombia, de ingenieros de petróleo y geólogos desde 2003.

del petróleo. La experiencia reciente de éxito en la explotación del "shale oil" nos brinda otro buen ejemplo de la relevancia de la buena calidad del ambiente institucional para el desarrollo de la industria del petróleo, cuyos principios pueden ser por lo menos parcialmente aplicables en América Latina.

La región posee 19,4% de las reservas comprobadas de petróleo en el mundo, inferiores solo a Medio Oriente, pero participa con solo 8,6% de la producción global, lo que le permite exhibirse como la más elevada relación de reservas comprobadas/producción, en más de 100 años, entre todas las regiones.

Un ciclo largo de precios de *commodities* en alza conduce muchas veces a gobernantes y productores a creer que el movimiento de precios es estructural y no de naturaleza cíclica.

Tal ilusión se encuentra en la base de decisiones gerenciales equivocadas, como el desprecio por el control de costos y la realización de adquisiciones movidas meramente por el objetivo de crecer, cuyas implicaciones negativas aparecen disfrazadas en el corto plazo por el panorama de precios crecientes.

De la misma forma, los políticos comienzan a ver en los recursos naturales fuentes inagotables de riqueza, independientemente de la eficiencia con que son explotados. Tal concepción da origen al llamado "nacionalismo de recursos naturales", que comúnmente se traduce como estatización de activos, regulaciones restrictivas a la inversión privada y a ganancias de productividad y exceso de tributación.

Eso no solo impide la maximización de las ganancias ofrecidas por la expansión de la demanda global, sino que incluso torna más agudas las repercusiones negativas del fin del ciclo de alza, exponiendo a la industria del petróleo a una asimetría de riesgos, donde los "downside risks" suplantán a los "upside risks".

No es necesario decir cómo tales distorsiones se hacen presentes en la industria del petróleo y gas en América Latina. En este ciclo asistimos a nacionalizaciones y/o expropiaciones en Venezuela, Bolivia y Argentina y al aumento considerable de la intervención del Estado en la industria brasilera del petróleo.

En un ambiente de precios mucho más bajos que en los últimos diez años y que probablemente deberá persistir por un buen período de tiempo, resulta esencial la realización de reformas estructurales que permitan la explotación del potencial de América Latina y contribuyan para el crecimiento económico sostenible.

En este campo, aún en el transcurso del super ciclo, Colombia y Perú trataron de crear condiciones institucionales para el florecimiento de la industria. Con la reforma de la energía, México avanza en la dirección correcta al flexibilizar el monopolio estatal existente desde 1938.

Argentina, que posee un enorme potencial en la explotación del gas natural, después de la expropiación de YPF parece señalar la adopción de políticas más liberales, aunque se enfrenta con la falta de credibilidad, dado al largo historial de falta de respeto a los contratos y derechos de propiedad por parte de los gobiernos federales y de las provincias.

En Brasil, la exigencia de contenido local y la alta complejidad del proceso de certificación se constituyen en factores de elevación de riesgos y costos para el inversor, lo que dificulta la explotación con eficiencia de los recursos existentes. De la misma forma, el régimen de reparto de lucros, que comprendió inclusive la creación de una empresa estatal más, y la obligatoriedad de la Petrobras a ser la única operadora e invertir por lo menos 30% de cada bloque licitado, es inhibidora de la inversión y no lleva a la maximización de ingresos del gobierno.

Adicionalmente, la compleja legislación para la concesión de licencias ambientales implica largos atrasos en el desarrollo de proyectos y disminución de los índices de retorno.

La inadecuada regulación perjudica directamente a la industria del petróleo y es generadora de *spillovers* negativos para el resto de la economía, afectando desfavorablemente el crecimiento económico.

Referencias

UNA VISIÓN GENERAL DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS EN AMÉRICA LATINA

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP). *Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural*.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP). *Reservas nacionais*.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Boletim Focus*. 20 de novembro de 2015.

BANCO MUNDIAL (World Bank). *World development indicators*. Outubro de 2015.

BBC MUNDO. *Sin gasoducto al Sur*. Disponível em: http://news.bbc.co.uk/hi/spanish/business/newsid_7646000/7646941.stm

BRITISH PETROLEUM (BP). *BP Statistical Review Workbook 2015*.

CAMARGO, J. *Cartas a um jovem petroleiro*, Editora CAMPUS, 2013.

DEUTSCHE BANK. *EM oil producers: breakeven pain thresholds*. 16 de outubro de 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Spot prices*. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Junho de 2013.

ESTADO DE SÃO PAULO. *Agência S&P rebaixa nota da Argentina para 'default seletivo'*. Disponível em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,agencia-sep-rebaixa-nota-da-argentina-para-default-seletivo,1536355>

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL (IMF). *World economic outlook 2015*. Outubro de 2015.

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL (IMF). *World economic outlook 2015: Uneven growth*. Abril de 2015.

GLOBAL LNG INFO. *World LNG plants and terminals*. Outubro de 2015.

GOLDMAN SACHS. *The New Oil Order - Argentina: Tapping the Bakken of South America*. 14 de outubro de 2015.

GOLDMAN SACHS INVESTMENT RESEARCH. *The New Oil Order: Lower for even longer*. Setembro de 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Oil Market Report*. 11 de setembro de 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA).
World Energy Outlook 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA).
World Energy Outlook Special Report 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA).
World Energy Outlook 2015 presentation.
10 de novembro de 2015. Disponível em: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2015/151110_WEO2015_presentation.pdf

LAJOUS, Adrian. COLUMBIA SIPA.
Mexican Energy Reform. Junho de 2014.

LAJOUS, Adrian. COLUMBIA SIPA. *US crude oil exchange with Mexico*. Fevereiro de 2015.

MARES, David. RICE UNIVERSITY AND UNIVERSITY OF CALIFORNIA. *Political economy of shale gas in Argentina*. 01 de novembro de 2013.

MONALDI, Francisco. COLUMBIA SIPA.
The impact of the decline in oil prices on the economics, politics and oil industry of Venezuela. Setembro de 2015.

PETROBRAS. BTG Pactual VI Latam CEO Conference. 01 de outubro de 2015.
Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacoes-gerais>

PRICE WATERHOUSE COOPERS (PWC).
Colombian oil and gas industry. 2014.

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES.
Challenges across Brazil's oil sector and prospects for future production. Outubro de 2014.

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES.
Latin America energy landscape.
November de 2014

WORLD ECONOMIC FORUM (WEF).
Global Competitiveness Index 2015-2016.

EL SHOCK DEL PETRÓLEO 2014/2015: CAUSAS Y CONSECUENCIAS

Anderson, S. et al., *Hotelling under pressure*, WP 20280, NBER, Julho de 2014.

Barro, R., e Ursua, J., *Rare macroeconomic disasters*, WP 17328, NBER, Agosto 2011.

Barsky, R., e Killian, L., *Do we really know that oil caused the Great Stagflation? A monetary alternative*, NBER Macroeconomics Annual, 2001.

BP Statistical Review of the World Economy, Junho 2015.

Céspedes, L.F., e Velasco, A., *Macroeconomic performance during commodity price booms and busts*, *IMF Economic Review* 60 (4), 2012.

Cuddington, J. e Zelou, A.M., *A simple mineral market model: can it produce super cycles in prices?*, Colorado School of Mines, Julho 2012.

Cuddington, J., *Variable long-term trends in mineral prices: the ongoing tug-of war between exploration, depletion and technological change*, Conferência "The economics and the econometrics of commodity prices", FGV/EPGE, Rio de Janeiro, Agosto 2012.

Erten, B., e Ocampo, J. A., *Super-cycles of commodity prices since mid-nineteenth century*, *WP 110*, The United Nations Department of Economic and Social Affairs, 2012.

Fornero, J, et al, *Terms of trade shocks and investment in commodity-exporting countries*, 18a. Conferência anual do Banco Central do Chile, 2012.

Frenkel, J., *The natural resource curse: a survey of diagnoses and some prescriptions*, em *Commodity Price Volatility*, ed. por Arezki, R. et al, FMI, 2012.

_____, *World Economic Outlook*, Abril 2015 e Outubro 2015.

FMI, Fiscal Monitor, Abril de 2015.

Gilje , E. et al, *Fracking, drilling, and asset pricing: estimating the economic benefits of the shale revolution*, The Wharton School, University of Pennsylvania, Maio de 2015.

Gopinah, G, e Aguiar, M., *Emerging market business cycles: the cycle is the trend*, *Journal of Political Economy* 115 (1), 2007.

Jacks, D. , *From boom to bust: a typology of real commodity prices in the long run*", WP 18874, NBER, Março de 2013.



KONRAD-ADENAUER-STIFTUNG E.V. | *Contato:* Dr. Christian Hübner | +51 1 320 2870
PROGRAMA REGIONAL SEGURANÇA ENERGÉTICA E MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA AMÉRICA LATINA
Calle Cantuarias 160 Of. 202, Miraflores – Lima 18, Peru | Energie-Klima-La@kas.de
www.kas.de/energie-klima-lateinamerika