

Nuevo extractivismo energético en América Latina

Gerardo Honty*

La explotación de los recursos energéticos en América Latina está atravesando nuevas fronteras en virtud del agotamiento de los recursos más accesibles. Apremiados por la creciente demanda de los mercados de exportación, el propio crecimiento interno y las necesidades fiscales, los países de la región se aprestan a explotar los difíciles y costosos hidrocarburos no convencionales, adentrarse más en las selvas y áreas protegidas, a construir nuevas represas hidroeléctricas en ríos ya sobradamente intervenidos, y aspirar al financiamiento de China.

Introducción

Al igual que ocurre a nivel mundial, el consumo de energía en América Latina ha venido aumentando de la mano del crecimiento económico. Históricamente el crecimiento del PBI tiene una correlación directa con el consumo energético: a mayor crecimiento mayor consumo de energía. Y esta correlación se retroalimenta en tanto el crecimiento económico requiere de una mayor provisión de energía para sostener la producción, a la vez que –como consecuencia del propio crecimiento– aumenta el consumo energético al haber mayor demanda de bienes y servicios. Es decir, el aumento de la demanda de energía es a la vez causa y consecuencia del crecimiento económico.

Es bastante conocida la necesidad de energía por parte de los emprendimientos productivos o extractivos. Los gobiernos suelen favorecer el acceso a la energía para la instalación de grandes industrias, actividades extractivas, o servicios de alta demanda energética. Hemos visto grandes represas, usinas termoeléctricas o hasta plantas solares que se instalan con el único fin de abastecer de electricidad grandes emprendimientos. Porque obviamente, el crecimiento económico necesita de la energía como un insumo fundamental para la producción.

Pero por otra parte, el crecimiento económico suele mejorar el poder adquisitivo de la población y –en el contexto de la cultura actual– esto se traduce inmediatamente en el aumento del consumo. La mayoría de estos artículos requirieron energía para su fabricación pero también requerirán de energía para su funcionamiento durante su vida útil y más energía para su disposición final. De manera

* Investigador en el Centro Latino Americano de Ecología Social (CLAES), Montevideo, Uruguay. Contacto: ghonty@energiasur.com

que el crecimiento económico aumenta el consumo energético en toda la cadena: extracción de recursos, producción, distribución, consumo y desecho.

En lo que va del siglo, el consumo de energía en Sur y Centro América ha aumentado un 50% pasando de 468 Mteps (millones de toneladas equivalentes de petróleo) en el año 2000 a 705 Mteps en 2016. En este último año el 74% de esa energía provino de combustibles fósiles: petróleo, gas y carbón (BP, 2017) (ver Tabla 1). En ese contexto de crecimiento de la oferta y la demanda energética, las energías renovables juegan un papel marginal. Exceptuando la hidroelectricidad, que desde mediados del siglo pasado ha sido una fuente primordial en la región, el resto de las modernas fuentes energéticas como la solar, la eólica y la geotermia, apenas alcanzan un 3% de la matriz energética latinoamericana.¹

Tabla 1. **Consumo de energía primaria por fuente en Sur y Centro América y países seleccionados en Mteps (2016)**

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Nuclear	Hidro-eléctrica	Renovables	Total
Argentina	31,9	44,6	1,1	1,9	8,7	0,7	88,9
Brasil	138,8	32,9	16,5	3,6	86,9	19,0	297,8
Chile	17,8	4,1	8,2	-	4,4	2,3	36,8
Colombia	15,9	9,5	4,6	-	10,6	0,5	41,1
Ecuador	11,0	0,6	-	-	3,5	0,1	15,3
Perú	11,4	7,1	0,8	-	5,4	0,6	25,3
T. & Tobago	2,2	17,2	-	-	-	-	19,4
Venezuela	28,7	32,0	0,1	-	13,9	-	74,6
Otros	68,5	6,7	3,4	-	22,5	5,1	106,2
Total Sur & Centro América	326,2	154,7	34,7	5,5	156,0	28,2	705,3

Fuente: BP, 2017.

Las perspectivas a futuro indican que la producción y consumo de energía continuarán creciendo y los combustibles fósiles seguirán siendo la principal fuente de abastecimiento. Según las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía, hacia el 2040 se espera que la región sobrepase los 1.000 Mteps de consumo anual y al menos dos tercios de la energía aún provengan de fuentes fósiles (IEA, 2015).

El doble papel de los hidrocarburos

Pero este aumento del consumo no es el único vector que impulsa la explotación de los recursos energéticos. Varios países de América Latina son productores de petróleo y gas no solo para su consumo propio sino también para exportación. Entre ellos, Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú, Trinidad & Tobago y Venezuela, son los más relevantes.

1. Cabe recordar que estas estadísticas no contabilizan el uso de biomasa no comercial, como la leña utilizada tradicionalmente en el medio rural.

Sin embargo, la creciente explotación de estos recursos tiene sus límites. Mirada en su conjunto, la región latinoamericana tiene grandes reservas de petróleo y gas natural. Pero esta visión global esconde una particularidad: la mayor parte de las reservas del continente están en Venezuela. El 75% del gas natural y el 90% del petróleo de América Latina se encuentran en el subsuelo venezolano.

Por lo tanto, la capacidad futura de producción de hidrocarburos está bastante comprometida para la mayoría de los países de la región. Si se excluye a Venezuela, el horizonte de reservas (el cociente entre el volumen de reservas y la producción anual) de la región es de 13 años en el caso del gas natural y 14 años en el caso del petróleo (Tabla 2).

Esto no quiere decir, empero, que los países puedan extraer hidrocarburos durante todo ese lapso. La estimación de años de reserva, supone una producción anual constante (cuando en realidad es creciente como se muestra en el Gráfico 1), y una extracción del 100% del hidrocarburo contenido en las reservas (algo imposible técnicamente pues el último petróleo o gas de un yacimiento resulta económicamente inviable de extraer). En consecuencia, puede afirmarse que la región (exceptuando a Venezuela), tiene reservas de hidrocarburos para muy pocos años.

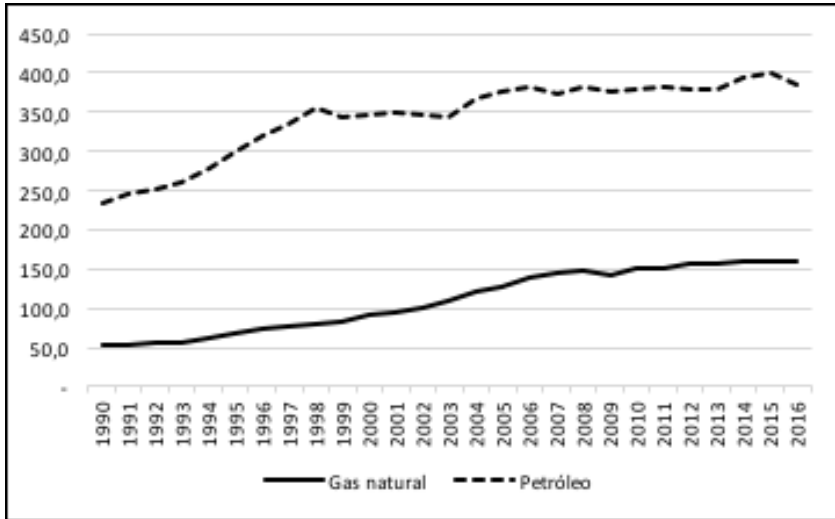
**Tabla 2. Sur y Centro América (excluido Venezuela).
Relación Reservas Producción y Consumo Petróleo y Gas natural.
Países seleccionados (2016)**

	Petróleo (millones barriles)			Años		Gas natural (mil millones de m3)			Años	
	Reservas	Consumo	Producción	R/C	R/P	Reservas	Consumo	Producción	R/C	R/P
Argentina	2400	251	226	9	10	400	49	38	6	9
Bolivia						300		20		13
Brasil	12600	1101	950	11	14	400	37	23	10	18
Colombia	2000	124	337	19	6	100	11	10	10	12
Ecuador	8000	93	199	86	40					
Perú	1200	88	49	15	24	400	8	14	53	33
Total S&C América (excluido Venezuela)	27000	2323	1848	12	14	1900	136	143	14	13

Elaboración propia en base a BP (2017). (R/C: reservas/consumo; R/P: reservas/producción).

A pesar de ello, América Latina exporta grandes volúmenes de petróleo y gas natural hacia fuera de la región. Un total de 177 millones de toneladas (Mt) de petróleo fue exportado por Sur y Centro América en 2016, principalmente a Estados Unidos (80 Mt), China (51 Mt) e India (28 Mt), a la vez que importó 24 Mt de petróleo y 90 Mt de derivados. Las exportaciones de gas natural, son mayormente intra región y por gasoducto: de Bolivia a Brasil –10 mil millones de m3– (MMm3) y a Argentina (6 MMm3). Los mayores exportadores de gas natural licuado por vía buque tanque tanto intra como extra región, son Trinidad & Tobago (14,3 MMm3) y Perú (5,5 MMm3) (BP, 2017).

Gráfico 1. **Sur y Centro América: Producción de Petróleo y Gas Natural (Mteps)**



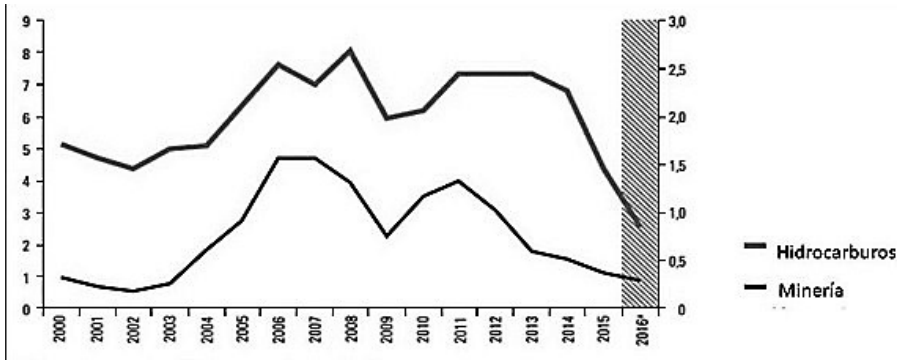
Elaboración propia en base a BP (2017).

Exportación e ingresos

Las necesidades de exportación para asegurar ingresos son muy poderosas y alientan la ampliación del horizonte de reservas. Si no se descubren nuevas reservas o se incorporan nuevos recursos no convencionales, la región pronto se volverá una importadora neta de hidrocarburos. Pero también el consumo interno de combustibles crece en América Latina y lo hace una tasa mayor de lo que lo hace la producción. La producción de petróleo en el período 2005-2015 creció a una tasa de 0,6% acumulativo anual, mientras que el consumo lo hizo a un ritmo de 2,9% en el mismo período. De la misma manera la producción de gas natural aumentó a una tasa promedio anual de 2,4% pero el aumento del consumo fue de 3,6%. (BP, 2017)

Para agudizar más esta tendencia, en los últimos años la caída de los precios internacionales del petróleo (y otras materias primas), ha significado una pérdida importante de ingresos fiscales para varios países de la región. CEPAL (2017) estima que los ingresos asociados con la producción y la comercialización de hidrocarburos se han reducido del 4,4% del PIB en 2015 al 2,6% del PIB en 2016 y los ingresos de la minería también han caído (ver Gráfico 2). Los programas sociales y los planes de expansión económica corren serios riesgos de continuidad. Sin embargo, lejos de cambiar de estrategia, la opción de los gobiernos parece ser profundizar la dependencia de la exportación de hidrocarburos, ingresando en una nueva fase extractiva de mayor intensidad.

Gráfico 2. **América Latina y el Caribe: Ingresos provenientes de recursos naturales no renovables 2000-2016 en porcentaje del PBI.** (Hidrocarburos, eje izquierdo; Minería, eje derecho).



Redibujado de CEPAL (2017).

Por ejemplo en Bolivia, los ingresos del gas han caído desde su pico de 2014 cuando alcanzó los USD 5.489 millones. Ya para 2015 los ingresos bajaron a USD 3.200 millones y continuaron bajando luego. La baja de ingresos de regalías e IDH afecta a sectores claves de las políticas públicas, principalmente a las gobernaciones, municipios y universidades y a los recursos que posibilitan el pago de la Renta Dignidad y el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera (FPIEEH). La respuesta del gobierno ha sido ampliar las áreas de exploración de hidrocarburos en áreas naturales protegidas y territorios indígenas (Campanini, 2016) y ofrecer un amplio fondo de subsidios por 3.500 millones de dólares a las empresas petroleras y gasíferas.²

En Ecuador se han ido acumulando tasas de crecimiento negativas en los últimos años y, es uno de los países más afectados por la caída de los precios del petróleo. Ya en 2015, el entonces presidente Rafael Correa, había reconocido que por tales factores el país tendría un crecimiento bajo o casi nulo y que dejaría de recibir \$ 7.000 millones por concepto de exportaciones petroleras, alrededor del 7% del Producto Interno Bruto (*El Telégrafo* 17/09/2015). Pero la respuesta ecuatoriana no ha sido buscar respuestas fuera del negocio petrolero sino todo lo contrario: ha iniciado la explotación de crudo en uno de los sitios más frágiles del planeta, el Parque Nacional Yasuní, con previsibles efectos negativos.³ Este parque fue protegido en el pasado por el entonces presidente Rafael Correa, pero aquella posición fue revertida por las necesidades presupuestales del gobierno.

2. <http://www.energypress.com.bo/gobierno-incrementa-subsencion-e-incentivo-a-hidrocarburos-en-bs-1-047-millones-para-2017/>.

3. <http://energiatur.com/nuevas-reservas-en-el-yasuni-mas-de-lo-mismo>.

En Venezuela la producción de petróleo ha caído más de un 30% en el último decenio, lo que sumado a la baja del precio del crudo ha tenido notables repercusiones negativas en la economía del país. Sobre todo considerando que este producto representa el 90% de sus exportaciones. Una de las principales causas de la baja producción es la deteriorada situación financiera de la estatal PDVSA que ha entrado en una dramática espiral negativa. El crudo extrapesado de la Faja del Orinoco debe ser mezclado con otros petróleos livianos importados para poder ser a su vez exportado. Pero; los escasos ingresos de las exportaciones hace cada vez más difícil la obtención de divisas para la importación del petróleo liviano. La respuesta del gobierno venezolano ha sido abrir la explotación de los recursos del llamado Arco minero del Orinoco, un vasto territorio al sur del país donde existen grandes reservas de oro, diamante y coltán, entre otros minerales.

En Argentina, el gobierno firmó un acuerdo con las empresas y los sindicatos para avanzar en la explotación de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta. Según dicho acuerdo, el estado fija un precio anticipado del gas, elimina las retenciones a las exportaciones de petróleo y se compromete a importantes inversiones en infraestructura. Los sindicatos por su parte aceptan una reforma de su Contrato colectivo que implica una importante flexibilización laboral. Estas facilidades se dan en un país que ya ha hecho una importante transferencia de recursos del estado a las empresas de hidrocarburos. Entre 2009 y 2015, el estado argentino transfirió tantos recursos a las empresas de hidrocarburos como para pagar una vez y media la masa salarial total del sector.⁴

Estas razones -ampliar el horizonte de reservas para sostener los ingresos por exportación y el creciente consumo- explican la imperiosa necesidad de expandir las fronteras petrolíferas y gasíferas hacia el interior de la Amazonia, las plataformas marinas, las áreas naturales y hacia abajo, a las profundas rocas de esquisto donde se encuentran los recursos no convencionales.

Esto se traduce en la adopción de mecanismos que promueven la inversión y diferentes formas de incentivos a las empresas. A la vez se reducen lo que agentes gubernamentales y empresarios consideran "barreras" a la inversión, como las normas de protección ambiental y los derechos laborales. De esta forma los países han adoptado diversos mecanismos como las licencias ambientales express en Colombia, se dictan nuevas leyes como el "paquetazo ambiental" del Perú o se flexibilizan las relaciones laborales como en Argentina, que implican un retroceso sustancial en la protección de los ecosistemas y las poblaciones.

Tras los no convencionales

Al igual que ocurre a nivel global, América Latina también se enfrenta al pico del petróleo y del gas convencional. Se conoce como "pico" o "cenit" del petróleo (o

4. <<http://energiasur.com/acuerdo-para-explotar-vaca-muerta>>.

de cualquier otro recurso no renovable), al momento en que alcanza su máximo nivel de extracción posible y comienza su declive. Es decir, la producción medida en volumen por período (por ejemplo: barriles por día, toneladas por año, etcétera), llega a su mayor valor y a partir de allí solo es previsible una producción cada vez menor.

A nivel global, en el año 2006 la producción de crudo convencional alcanzó su máximo histórico de 70 mbd (IEA, 2010), y luego ha comenzado a decaer llegando a 47 mbd en la actualidad y una expectativa de producción para el 2020 de 36 mbd. Desde 2006 el crecimiento de la oferta –que ha superado los 90 mbd en 2016– se ha sustentado en base a los petróleos no convencionales y a los biocombustibles. (Para el caso del gas natural convencional y el carbón, también existen proyecciones que muestran que estos alcanzarán su pico en el entorno del año 2025).

En América Latina (Sur y Centro América y México), el pico del petróleo también fue alcanzado en 2006 cuando llegó a la producción máxima de 11,2 mbd y desde entonces ha ido disminuyendo hasta 9,9 mbd en 2016 (BP, 2017). En virtud del agotamiento de los recursos convencionales de petróleo y gas en la región, la mayor parte de las nuevas reservas fósiles a explotar están constituidas por los denominados hidrocarburos no convencionales. Se trata principalmente de petróleo y gas de esquisto (shale oil y shale gas), contenidos en rocas sedimentarias, básicamente lutitas muy compactadas y laminadas. No son combustibles sustancialmente distintos de los convencionales; las diferencias radican en el tipo de formación geológica en la que se encuentran y el tipo de tecnología requerida para su explotación.

Reservas No Convencionales en América Latina

Argentina, México y Brasil, ocupan respectivamente los lugares 3º, 6º y 10º entre los 10 países con mayores reservas de gas de esquisto a nivel mundial; mientras que Argentina, Venezuela y México se encuentran en los lugares 4º, 7º, y 8º entre los países con mayores reservas mundiales de petróleo de esquisto (ver Tabla 3).

Tabla 3. Los diez países del mundo con mayores reservas de gas y petróleo no convencionales

Reservas recuperables de shale gas en billones de pies cúbicos (bpc)		Reservas recuperables de shale oil en miles de millones de barriles	
Estados Unidos	1,161	Rusia	75
China	1,115	Estados Unidos	48
Argentina	802	China	32
Argelia	707	Argentina	27
Canadá	573	Libia	26
México	545	Australia	18
Australia	437	Venezuela	13
Sud África	390	México	13
Rusia	285	Pakistán	9

Brasil	245	Canadá	9
Otros	1,535	Otros	65
TOTAL	7,795	TOTAL	335

Fuente: IEA, 2013.

Argentina cuenta con recursos de gas de esquisto y petróleo potencialmente de alta calidad en cuatro principales cuencas sedimentarias: Neuquén, Golfo San Jorge, Austral (compartida con Chile), Paraná (compartida con Brasil, Paraguay y Uruguay). Los recursos recuperables se estiman en 800 billones de pies cúbicos (bpc) de shale gas (15 veces más que las reservas convencionales), y 27 mil millones de barriles de shale oil.

Brasil posee tres cuencas con potenciales recursos recuperables de shale oil y shale gas: Amazonia, Paraná y Solimões. Los recursos estimados de gas de esquisto en estas cuencas son de 1.280 bpc y un potencial de reservas recuperables de 245 bpc. Por su parte el petróleo de esquisto representa recursos totales de 133.100 millones de barriles, de los cuales 5.400 millones serían recuperables.

México posee un amplio potencial en la región del Golfo de México distribuidas en 5 cuencas: Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan y Veracruz. El total de recursos no convencionales que se estima existen en el subsuelo mexicano alcanza a 276.000 millones de barriles de petróleo y 2.234 billones de pies cúbicos de gas. Sin embargo la cantidad de recursos técnicamente recuperables serían 13.100 millones de barriles de crudo y 545 bpc de gas.

Otros países de la región también presentan recursos importantes de gas y petróleo no convencionales aunque en proporciones bastante menores a las mencionadas para Argentina, Brasil, México y Venezuela (ver Tabla 4).

Tabla 4. **Recursos de shale gas en países sudamericanos**
(en billones de metros cúbicos)

País	Bmc
Argentina	21,7
Brasil	6,9
Chile	1,8
Paraguay	1,8
Bolivia	1,4
Uruguay	0,6
Colombia	0,5
Venezuela	0,3

Fuente: García et al, 2012.

Impactos ambientales

A diferencia del petróleo y el gas convencional que se encuentran en rocas relativamente permeables y que fluyen hacia la superficie con relativa facilidad, los hidrocarburos no convencionales atrapados en este otro tipo de formaciones geológicas menos permeables requieren de técnicas más agresivas.

La más comúnmente utilizada es la técnica conocida como fractura hidráulica (*fracking*). Esta técnica –consistente en fracturar la roca subterránea utilizando grandes volúmenes de arena, agua y aditivos químicos– está siendo muy discutida y resistida en todo el continente por sus altos impactos ambientales. Entre ellos se destacan el uso excesivo de agua y su contaminación –tanto superficial como subterránea–, la contaminación y uso desmesurado del suelo, polución del aire y el riesgo de terremotos.⁵

El uso intensivo de agua para la fracturación hidráulica es una de las mayores preocupaciones ambientales. La cantidad de agua utilizada para el *fracking* en la explotación del gas de esquisto va de unos pocos miles hasta 20 mil metros cúbicos de agua por pozo. Los impactos sobre el agua pueden darse por las actividades en la superficie del terreno o en el subsuelo debido a las actividades de fractura; consecuentemente los impactos sobre la calidad del agua pueden existir tanto para el agua superficial como para la subterránea. Además de perjudicar la calidad del agua, el uso intensivo dedicado a la fractura hidráulica hace disminuir los niveles freáticos reduciendo o incluso anulando su disponibilidad para el uso de las personas.

El desarrollo de gas de esquisto a gran escala puede representar el inicio de varias décadas de producción y la perforación de decenas de miles de pozos. Este desarrollo tendrá efectos sobre el suelo, tanto locales como dispersos. La cantidad de pozos necesarios para la explotación de *shale gas* es uno de los factores que diferencia sustancialmente los impactos de este tipo de explotación cuando se lo compara con la del gas convencional. El *fracking* puede requerir una densidad de hasta 2 pozos por km² dependiendo de la tecnología que se utilice.

La emisión de contaminantes del aire de la producción de gas de esquisto es mayor a la del gas convencional debido a la mayor cantidad de energía requerida para su explotación. Estos contaminantes incluyen las emisiones derivadas del uso de combustibles para la maquinaria y el transporte, hidrocarburos no quemados, compuestos orgánicos volátiles (por ejemplo, benceno) y material particulado.

La fractura hidráulica propiamente dicha, puede causar terremotos de baja intensidad. Sin embargo, la mayoría de los terremotos importantes asociados a esta actividad, no han sido causados por la fractura de la roca en sí, sino por las aguas residuales de reinyección. La mayoría de los expertos creen que el riesgo que la fractura hidráulica cause terremotos es bajo. Sin embargo, el riesgo por inyección de fluidos de desecho es mayor y puede ser identificado como un factor capaz de provocar sismos de magnitud.

5. Existen innumerables estudios sobre estos impactos. Solo a modo de ejemplo véase: IEA, 2012; Urresti et al, 2012; Bachetta, 2013; CCA, 2014; Concerned Health Professionals of NY, 2015; EPA, 2015.

Existen varios estudios además, que demuestran que –en muchos casos– las emisiones de gases de efecto invernadero de estos combustibles, es mayor que la del carbón cuando se evalúa el ciclo completo de producción y consumo.⁶

Tasa de retorno

Debido a la complejidad de la fractura hidráulica y la gran cantidad de insumos y energía requeridos para la extracción de combustibles por esta vía, los costos de producción son mayores y requiere de un mercado de precios altos para poder ser competitiva, o de grandes subsidios. Además, la Tasa de Retorno Energético (relación entre la energía invertida para su recuperación y la energía obtenida como combustible), es muy baja, razón por la cual las reservas netas son bastante menores que las que aparecen en los inventarios (Cleveland et al 2011; Huges, 2013).

La cuantificación de los recursos naturales disponible está bastante sobrestimada, o se analiza muy superficialmente cuando se trata de establecer los volúmenes disponibles. En el caso de los recursos naturales no renovables, suele estimarse su “horizonte de reservas”, es decir, los años previsibles de explotación calculados como el cociente entre el total de las reservas y la producción anual (R/P en la Tabla 2).

Sin embargo, el problema de los límites de su explotación está antes del agotamiento de los recursos: el problema aparece cuando el costo de su extracción reduce los márgenes de ganancia a un nivel en el cual las empresas no pueden sobrevivir. En la explotación de cualquier recurso no renovable, como los minerales o los hidrocarburos, el límite no es tanto cuando este se agota, sino cuando deja de ser rentable su extracción.

A medida que los mejores yacimientos se van agotando, se debe recurrir a yacimientos de más difícil explotación. En el caso del petróleo o el gas natural, por ejemplo, a medida que los yacimientos “convencionales” van declinando su producción se hace necesario recurrir al petróleo o gas de esquisto. En el caso de los minerales, a medida que se agotan las mejores vetas (mayor ley del mineral), debe recurrirse a vetas de menor calidad lo que aumenta los trabajos necesarios para su explotación. Esto hace que los costos de extracción aumenten haciendo inviable económicamente su recuperación. Por lo tanto, en términos económicos, los recursos se agotan bastante antes que en términos estrictamente físicos.

Pero este límite económico no es más que el reflejo monetario de un límite físico: el agotamiento de los recursos de más fácil acceso. En el caso de la energía esto se expresa en la Tasa de Retorno Energético (TRE), la cual mide la relación entre la energía final obtenida y la cantidad de energía requerida como insumo para la explotación del recurso.

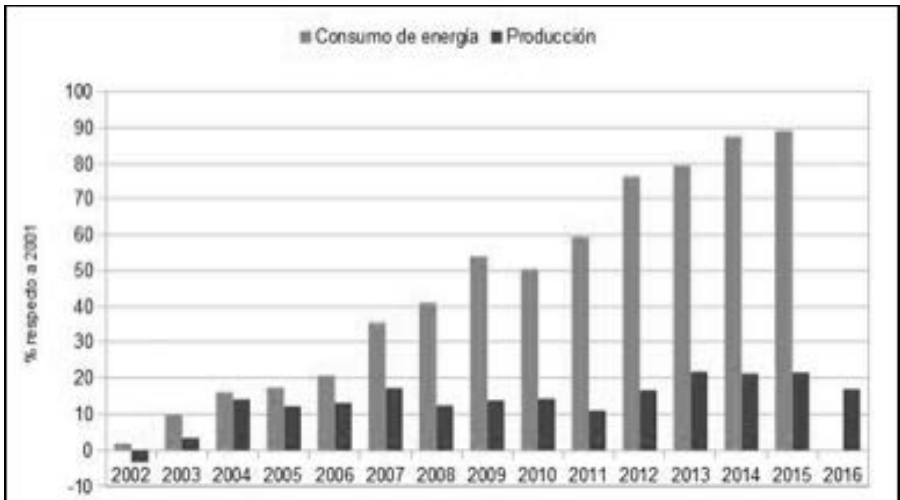
6. Para un análisis en mayor detalle véase Honty, G: “Emisiones del ‘fracking’”. <<http://energiasur.com/emisiones-del-fracking>>.

Algunos estudios demuestran que la TRE de los combustibles fósiles ha disminuido constantemente desde principios del siglo XX, lo que significa que mientras vamos agotando nuestros recursos energéticos de mayor calidad, estamos usando más y más energía para obtener la misma cantidad de nueva energía, a partir de recursos de menor calidad (como ocurre con el petróleo de esquisto que requieren mayores esfuerzos para su refinado).

Como se dijo antes, los yacimientos de petróleo convencional han llegado a su pico de extracción y esto ha hecho necesario recurrir a la explotación de petróleos no convencionales como los de esquistos (shale oil), de formaciones compactas (tight oil), o arenas asfálticas (tar sands), además de los biocombustibles. Pero la complejidad y dificultad de su explotación hace que los requerimientos de energía para su extracción (maquinarias, aditivos, agua, etcétera), sean mucho más elevados que en los convencionales. Como consecuencia, la TRE va disminuyendo haciendo cada vez más estrecha la relación entre la cantidad de energía que se obtiene y la que debe invertirse para su extracción.

El aumento de los requerimientos energéticos al aproximarnos a los límites de explotación de los recursos naturales puede trasladarse a otras esferas. Por ejemplo en la minería, la menor calidad de las vetas hace necesario la utilización de mayores cantidades de energía para su extracción (véase el caso de Chile en el Gráfico 3). En agricultura, se está avanzando sobre tierras menos productivas, por lo que se requiere más fertilizantes, más pesticidas y más riego. Todas estas condiciones demandan mayor uso de energía tanto en la minería como en la agricultura para obtener la misma unidad de producto.

Gráfico 3. Producción de cobre y consumo de energía en Chile



Fuente: Base de datos de Cochilco (Comisión Chilena del Cobre).

Es decir, en todas las áreas, a medida que se va llegando a los límites de los recursos (ya sean renovables o no renovables), los costos económicos –medidos en moneda– o los costos energéticos –medidos en TRE– resultan tan elevados que hacen inviable su utilización, aunque todavía no se hayan agotado las reservas. Por lo tanto, el límite de los recursos, tanto en términos económicos como físicos, se alcanza bastante antes de que estos se agoten definitivamente y en muchas áreas ya estamos al borde o hemos sobrepasado ese límite.

Los nuevos extractivismos que se están configurando en la región responden a esta realidad de acercamiento al límite de los recursos. Los impactos ambientales, los costos de la extracción y los requerimientos energéticos serán cada vez mayores. Para poder cubrir las necesidades de exportación y el aumento del consumo interno de energía, los países deberán flexibilizar aún más sus regulaciones ambientales para poder acceder a unos recursos naturales de cada vez más difícil acceso.

Energía renovable en América Latina

El discurso imperante por parte de gobernantes, empresas y medios de comunicación de América Latina, muestra la existencia de un giro hacia las fuentes renovables. Pareciera que la región ha incorporado una gran cantidad de estas nuevas fuentes de energía y se prepara para ampliarla. La escasez o carestía de los hidrocarburos no sería un obstáculo para sostener el incremento del consumo energético pues las modernas fuentes renovables con su bajo costo podrían sustituir en el futuro a los combustibles fósiles. Sin embargo esta afirmación no es cierta: ni las renovables han crecido en América Latina, ni serán un fácil sustituto del petróleo y el gas natural.

La participación de las fuentes renovables en la matriz energética latinoamericana (incluyendo hidráulica, solar, eólica, biomasas y geotermia), se ha reducido más que aumentado. En 1970 estas fuentes superaban el 30% de la oferta energética regional, pero desde entonces hasta ahora, el porcentaje de renovables en la matriz de energía ha caído hasta el 25% como revela el Anuario Estadístico de CEPAL (2016). Es decir, hoy utilizamos proporcionalmente menos fuentes renovables y más combustibles fósiles de lo que utilizábamos en el pasado. No es que no haya aumentado la oferta de generación hidráulica, solar o eólica, sino que el aumento del uso del petróleo y el gas natural ha sido mayor.

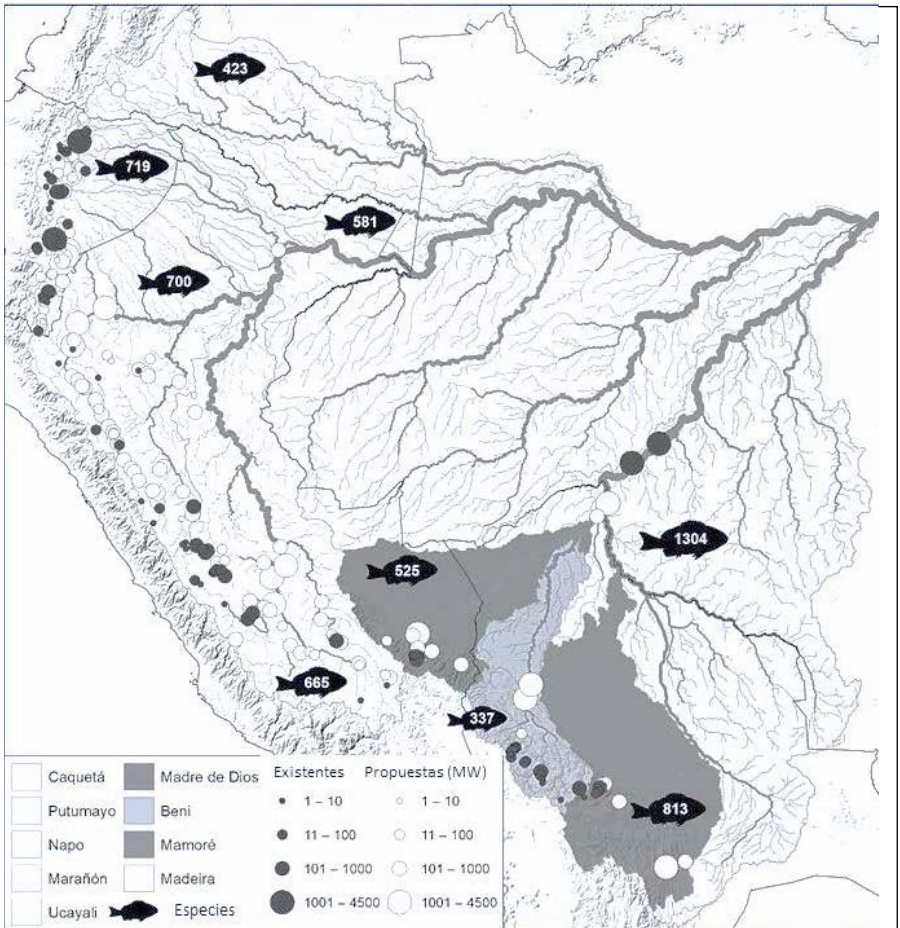
Excluyendo a las hidroeléctricas, que tienen una larga historia en la región, las llamadas “modernas” fuentes renovables (solar, eólica, geotérmica), tienen una escasa participación en el *mix* energético de América Latina, que aún no ha llegado a cubrir el 3% del consumo de energía. Y las perspectivas no son muy alentadoras. En los escenarios futuros más factibles de acuerdo a las proyecciones conocidas, la proporción de renovables se mantiene prácticamente incambiada. La Agencia Internacional de Energía, por ejemplo, calcula que para el 2040 las fuentes renovables diferentes a la hidráulica y la biomasa aún no superarán el 3% de la energía

que se utilice en la región, mientras que el gas y el petróleo ocuparán el 60% de la matriz energética y aumentarán en un 40% su consumo (IEA, 2015).

En cambio, sí es esperable un crecimiento de la generación hidroeléctrica proveniente de la construcción de nuevas represas. Según estas proyecciones, América Latina duplicará la generación hidráulica para 2040 pasando de 146 GW de capacidad instalada existente 2013, a 261 GW.

Esto implica necesariamente la construcción de un gran número de represas que tendrán un gran impacto en los ecosistemas y las poblaciones, como ya se ha

Figura 1. **Represas existentes y proyectadas en la cuenca amazónica y número de especies de peces en riesgo**



Redibujado de Latrubesse et al, 2017.

corroborado en innumerables ocasiones anteriores. Estas descomunales obras se instalarán en ríos que mayormente ya han sido intervenidos con este tipo de construcciones y en unos ambientes frágiles que ya vienen siendo degradados por las diferentes actividades productivas y extractivas.

La revista *Nature* publicó recientemente un artículo sobre este tópico (Latrubesse et al, 2017), particularmente para la cuenca del Río Amazonas. Según sus autores, en la cuenca de este río ya hay 140 represas operando y se planean construir 428 más. El estudio publicado advierte que estas infraestructuras atraparían muchos nutrientes que son esenciales para los organismos que lo habitan y que el 60% de los sustratos que transportan los ríos de esta cuenca quedarán retenidos en las represas. Los autores señalan que algunos ríos de la franja andina, como el Marañón o el Madeira, presentan altos índices de vulnerabilidad y que toda la cuenca amazónica se verá gravemente afectada por la interceptación de los flujos de nutrientes y sedimentos.

Este estudio en particular se centra en los efectos de la interrupción del flujo de estos sustratos, pero esto es solo una parte de los impactos esperados que incluyen la deforestación, la detención de los flujos migratorios de los peces, los desplazamientos de las poblaciones de las zonas inundadas y las emisiones de gases de efecto invernadero, entre otros.

El “potencial hidroeléctrico” (la cantidad de energía hidráulica disponible y que podría transformarse en electricidad por medio de represas), en la región es muy alto. Se estima que apenas se ha alcanzado a utilizar el 25% de ese potencial, y habría disponible una cantidad de recursos hídricos aprovechables que podría agregar hasta 500 GW adicionales de capacidad hidroeléctrica. Las consecuencias del desarrollo de este potencial podrían ser devastadoras para los ecosistemas de la región latinoamericana.

La energía eléctrica es considerada más “limpia” que la derivada de la combustión de hidrocarburos, ya que potencialmente puede ser generada a partir de fuentes renovables que no tienen emisiones de gases de efecto invernadero o contaminantes del aire local. En virtud de ello, en todos los países se están adoptando políticas para convertir a consumo eléctrico todo lo que sea posible. El caso paradigmático es el transporte; en todos los países se están implementando políticas que promuevan el automóvil eléctrico. Sin embargo se pierde de vista lo que este aumento de la demanda de electricidad puede significar en materia de construcción de nueva capacidad instalada, los límites de las energías renovables y los grandes impactos ambientales que esto aparejaría.⁷ En particular, en el caso de la hidroelectricidad. Recuérdese que las otras fuentes renovables de generación de electricidad mantendrán su escaso 3% de participación en la matriz.

7. Para un análisis en detalle de este punto véase Honty, G.: “Límites de las energías renovables” en *Ecuador Debate* N° 92. Disponible en <www.energiasur.com>.

Vale la pena agregar además, que no es cierto que la energía hidroeléctrica no tenga emisiones de gases de efecto invernadero. Sí las tiene; solo que como no existe un acuerdo político internacional acerca de cómo contabilizarlas, sencillamente no se incluyen en los balances de emisiones. Por lo tanto, la conversión de los usos finales de combustibles fósiles a electricidad, en un contexto de aumento del consumo general de energía, solo podrá traer mayores impactos ambientales, tanto locales como globales.

Es difícil estimar cuánto de este nuevo aumento responderá a consumo final doméstico y cuánto a insumos para alimentar el extractivismo. Recuérdesse que los “extractivismos” han sido definidos como la extracción de recursos naturales, en gran volumen o alta intensidad, orientados esencialmente a ser exportados como materias primas sin procesar, o con un procesamiento mínimo (Gudynas, 2013). En ese contexto, toda la electricidad que sea destinada a la exportación, a la industria siderúrgica de exportación, o a las empresas mineras, por ejemplo, es considerada extractivismo o parte de la cuenca de soporte del extractivismo. Por lo tanto, el aumento del potencial instalado en represas hidroeléctricas en la región que tenga estos fines, será parte del nuevo extractivismo energético en América Latina.

La inversión china en el sector energía

En los últimos años una nueva fuente de inversión y crédito ha venido a cubrir las necesidades de expansión de infraestructuras para la explotación de los recursos energéticos de la región: la República Popular China (RPCh).

A medida que crecía su economía, China comenzó a desarrollar una estrategia de inserción global, a través de la inversión de capitales en el exterior. Estos recursos financieros se canalizaron por vía de la Inversión Extranjera Directa (IED), por vía de los préstamos de gobierno a gobierno y, por los créditos que los bancos chinos otorgan a las empresas de origen chino para operar en el exterior. La IED desde China hacia el mundo, que era prácticamente nula 10 años atrás, creció a lo largo de la última década hasta alcanzar un récord en 2016 de USD 200 mil millones. Esto representó el 12,6% de la IED en el mundo, ubicándose en segundo lugar detrás de EEUU (20%).

En América Latina, estos capitales han tenido preferencia por proyectos relacionados con los recursos naturales, sobre todo mineros y energéticos. La estrategia de la RPCh en la región, ha estado orientada a la obtención de recursos naturales para alimentar su creciente producción y el abastecimiento de sus necesidades energéticas. De hecho, las empresas chinas, ya sea solas o en sociedad con alguna empresa local, suelen amarrar la extracción de recursos naturales en suelo latinoamericano con el mercado chino a fin de asegurarse la materia prima. Ya para el año 2014, China había suplantado a Estados Unidos como primer importador de petróleo y actualmente abastece aproximadamente el 10% de la demanda de crudo del país asiático.

Las inversiones chinas en América Latina provienen casi en su totalidad de sus empresas públicas estatales. Entre 2001 y 2015 tres cuartas partes de la inversión china provino de empresas públicas, pero este porcentaje superó el 90% en 2016. Muchos analistas explican esto por el perfil de largo plazo de las inversiones públicas a diferencia de los cortos plazos de las privadas. Para otros, esta fuerte presencia estatal responde a intereses geopolíticos: prevalencia en la región, acceso a recursos y energía y competencia con EEUU.

Nueve empresas públicas chinas son –por lejos– las mayores inversionistas en América Latina y han acumulado inversiones por USD 52.478 entre 2001 y 2016, representando la mitad de toda la inversión de ese país en la región (ver Cuadro 1). Ocho de esas nueve empresas están dedicadas a la explotación de hidrocarburos, minería y la construcción de represas hidroeléctricas.

Cuadro 1. **Mayores inversiones chinas en América Latina por empresa, país y sector**

Empresa	Millones de USD	Sector	Países y número de transacciones
China Petroleum and Chemical (Sinopec)	12895	Materias Primas	Brasil (2), Argentina (1), Ecuador (2), Colombia (1), Trinidad y Tobago (1)
China National Petroleum Corporation (CNPC)	7861	Materias Primas	Cuba (2), Perú (1), Ecuador (1), Venezuela (2), Brasil (1)
Sinochem Group	6445	Materias Primas	Brasil (2), Jamaica (1), Ecuador (1)
China Three Gorges Corporation (CTGC)	5790	Materias Primas	Brasil (3)
MMG Limited	4089	Materias Primas	Perú (3)
State Grid Corporation of China	4026	Servicios	Brasil (2)
Wuhan Iron and Steel Co. Ltd. (WISCO)	4002	Materias Primas	Brasil (1), Venezuela (1)
China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)	3870	Materias Primas	Argentina (3), Trinidad y Tobago (1)
Beijing Construction Engineering Group	3500	Servicios	Argentina (1)

Fuente: Dussel y Ortiz, 2017.

Las empresas estatales de la República Popular China son las principales inversoras en represas hidroeléctricas en la última década. En Brasil la empresa Three Gorges Corporation (dueña de Tres Gargantas, la mayor represa hidroeléctrica del mundo), ha invertido más de USD 5.000 millones en una cartera de 7.87 GW, convirtiéndose así en una de las principales compañías de energía privada en Brasil. Desde 2014 a la fecha, la empresa invirtió en tres centrales hidroeléctricas medianas (Jari, Cachoeira y Sao Manoel), compró el 100% del paquete accionario de las estaciones hidroeléctricas Garibaldi y Salto; ganó la licitación para una concesión a 30 años de las centrales hidroeléctricas Jupia e Ilha Solterea y adquirió las 10 centrales hidroeléctricas que la estadounidense Duke Energy poseía en el país.

Otra empresa china, la State Power Investment Corporation (SPIC), adquirió Pacific Hydro (con sedes de Brasil y Chile), la planta hidroeléctrica de San Simón, subastada por el estado brasileño, y se ofreció a adquirir la participación de Centrais Energéticas de Minas Gerais (CEMIG), en el proyecto hidroeléctrico de San Antonio.

En Perú, Hydro Global (una empresa conjunta entre China Three Gorges Corporation y Energías de Portugal), firmó un contrato con el Ministerio de Energía y Minas del Perú y Empresa de Generación Eléctrica San Gaban (EGESG), para codesarrollar la hidroeléctrica San Gaban III. La totalidad de la inversión que requiera será asumida por Hydro Global y es financiada con un préstamo del Banco de Desarrollo de China (China Development Bank).

En Ecuador, la represa Coca Codo Sinclair, la obra más grande y costosa nunca antes realizada en el país, fue construida por la empresa china Sinohydro Corporation, con apoyo crediticio del EximBank-China.

La empresa SPIC (ya mencionada en Brasil), compró los activos de Pacific Hydro también en Chile. Pacific Hydro está presente en Chile desde 2002, a través de las centrales hidroeléctricas de pasada Coya y Pangal (76 MW) y Chacayes (111 MW). Asimismo, junto a la empresa noruega Statkraft, operan las hidroeléctricas La Higuera (155 MW) y La Confluencia (164 MW).

En Colombia, el Banco Popular de China y el Banco Industrial y Comercial de China, financiaron (en conjunto con BID Invest), la inversión de la compañía Empresas Públicas de Medellín para la construcción del proyecto hidroeléctrico Ituango.⁸

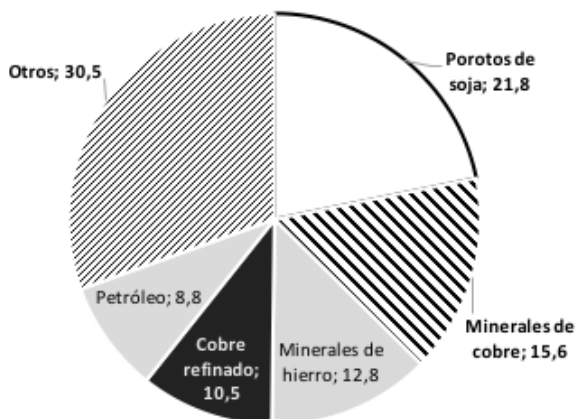
En el sector hidrocarburos, la participación de la inversión de las empresas estatales de la RPCh también se ha vuelto muy relevante. Sinopec, CNPC, Sinochem y CNCOC, llevan invertidos más de USD 30 mil millones en varios países de América Latina (Cuadro 1). También han sido importantes las inversiones en actividades de minería de empresas chinas, como MMG Limited y Wuhan Iron and Steel Processing Co. Ltd. (WISCO), con más de USD 8 mil millones invertidos.

En el último quinquenio hay un vuelco de las inversiones chinas hacia otros sectores. Las inversiones en proyectos extractivos representaron más del 60% por ciento del total de la IED china en la región entre 2003 y 2012, este porcentaje bajó al 37% en el período 2013 a 2016. No obstante, en términos absolutos las industrias extractivas de petróleo, gas y minería metálica, siguen siendo las mayores inversiones chinas en la región, representando más de USD 50 mil millones en inversiones acumuladas.

Asimismo, estas inversiones están sustentadas en la exportación hacia China de las materias primas extraídas. Tan solo cuatro productos (soja, cobre, hierro y petró-

8. Al momento de escribir este artículo esta represa ha sufrido una serie de accidentes en su etapa de construcción que amenaza con convertirse en uno de los peores desastres ocasionados por una represa en la región.

Gráfico 4. **América Latina y el Caribe: Exportaciones a China por producto (2016). En porcentajes del total**



Elaboración propia en base a CEPAL, 2018.

leo), representan el 70% del valor de las exportaciones a China (Gráfico 4). Los 20 productos principales exportados por América Latina a ese país, corresponden casi exclusivamente a producción primaria de minería, hidrocarburos, agropecuaria y forestación (CEPAL, 2018).

Pero no solo las empresas proveen los fondos para las inversiones chinas en América Latina; estos proyectos suelen ser respaldados por bancos de la RPCh. CEPAL estima que el monto de los préstamos a los gobiernos de América Latina y el Caribe, por parte de la banca pública china (Banco de Desarrollo de China y Banco de Exportaciones e Importaciones de China), ascienden a más de USD 141.000 millones entre 2005 y 2016. Desde el año 2010 estos préstamos promediaron los USD 14.100 millones anuales, superando en volumen a los préstamos otorgados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Banco Mundial y el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) en la región.

Los fondos de la banca estatal de la RPCh, llegan a América Latina como préstamos directos de gobierno a gobierno o como respaldo financiero a proyectos de sus empresas. Un tercio de esos fondos ha sido destinado a la extracción de hidrocarburos y la distribución y generación de energía. Además, entre 2011 y 2016, varias empresas chinas fueron adjudicatarias de contratos de construcción por un valor aproximado de 40.000 millones de dólares en la región, la mayoría de los cuales correspondió a grandes proyectos hidroeléctricos (CEPAL, 2018).

Entre los principales instrumentos de financiamiento otorgados por China a los países de América Latina, se destaca el otorgamiento de préstamos a cambio de petróleo (*loan for oil*, o *oil-backed loan*) que representa la mitad de los fondos concedidos en la modalidad gobierno a gobierno.

Profundizando los extractivismos

En definitiva, las necesidades de expansión energética en la región latinoamericana hacen prever un escenario de presiones sobre los recursos naturales y los territorios, en ascenso. Los requerimientos para el abastecimiento de energía para alimentar el crecimiento económico de la región, así como la necesidad de aumentar las exportaciones de materias primas y de combustibles, impondrán una dinámica de explotación exhaustiva del suelo, subsuelo y cursos fluviales.

Estos recursos naturales a su vez, al haber sido agotados sus yacimientos más ricos y de más fácil acceso y extracción, impulsarán técnicas y medios de explotación cada vez más agresivos y onerosos. Los rendimientos expresados en términos de Tasa Energética de Retorno serán cada vez menores y los emprendimientos requerirán consecuentemente mayores insumos de energía y otros recursos para poder ser extraídos y comercializados.

Esta sobreexplotación de la naturaleza de los países de América Latina está y estará determinada por la presión de los mercados emergentes, particularmente China, y la expresa declaración de la voluntad política de los gobiernos de la región de atender esa demanda. La situación se agrava además, porque el mismo país demandante –China– es quien realiza las inversiones u otorga los préstamos necesarios para la explotación de los recursos. La razón principal de los gobiernos para aceptar esta situación, es asegurar la obtención de los ingresos fiscales necesarios para alimentar las políticas sociales y los gastos del Estado, además de seguir alimentando el crecimiento de las economías nacionales y el consumo interno.

Los impactos ambientales y sociales de este nuevo extractivismo, de mayor intensidad, generará nuevos conflictos con las comunidades donde se asienten los proyectos mineros, agropecuarios y energéticos, como demuestra la historia reciente. La ocupación de nuevos territorios a ser explotados, los desplazamientos de poblaciones, la contaminación del agua y el suelo, serán inevitables para atender la creciente demanda de materias primas y energía explotando recursos de cada vez más difícil acceso.

Los extractivismos, como se dijo arriba, corresponden a la extracción de recursos naturales, en gran volumen o alta intensidad, orientados esencialmente a ser exportados como materias primas sin procesar, o con un procesamiento mínimo. En este sentido, varios países de la región latinoamericana son energéticamente extractivistas, en tanto exportan la mayor parte del petróleo o gas natural que producen. Otros en cambio, consumen internamente la mayor parte de lo producido o importan hidrocarburos y derivados para compensar sus carencias.

Sin embargo, aún nos queda por evaluar la cantidad de energía que la producción de las materias primas exportadas por la región lleva incorporada; algo que podríamos denominar la “mochila energética”,⁹ de la exportación de los recursos

9. Esta energía suele conocerse como “contenido energético”, “energía incorporada”, “energía virtual”,

naturales. En esta cuenta deberán ingresarse la energía requerida, por ejemplo, para la explotación de las minas, la fabricación del acero o la producción de soja.

En virtud de las tasas decrecientes de retorno energético de la explotación de hidrocarburos y los mayores requerimientos de energía para la producción de commodities, es previsible que esta mochila energética sea cada año mayor, aún si los volúmenes de exportación se mantuvieran en los niveles actuales. En este sentido, solo cabe esperar una profundización del extractivismo energético en América Latina, bajo nuevas modalidades y tecnologías cada vez más agresivas.

Bibliografía

- Bachetta, V.
(2013). "Geopolítica del fracking. Impactos y riesgos ambientales". *Revista Nueva Sociedad* N° 244: 61-73.
- BP.
(2017). *Statistical Review of World Energy*. Disponible en: <www.bp.com>.
- Campanini, O.
(2016). "Hacia la consolidación de la Amazonía petrolera". *Revista Petropress* N° 35. CEDIB, Cochabamba.
- CCA.
(2014). *Environmental Impacts of Shale Gas Extraction in Canada: The Expert Panel on Harnessing Science and Technology to Understand the Environmental Impacts of Shale Gas Extraction*. Council of Canadian Academies. Ottawa.
- CEPAL.
(2016). *Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe*. CEPAL, Santiago de Chile.
- CEPAL.
(2017). *Panorama Fiscal de América Latina y el Caribe: La movilización de recursos para el financiamiento del desarrollo sostenible*. CEPAL, Santiago de Chile.
- CEPAL.
(2018). *Explorando nuevos espacios de cooperación entre América Latina y el Caribe y China*. CEPAL, Santiago de Chile.
- Cleveland C. y O'Connor, P.
(2011). "Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale". *Sustainability* 3: 2307-2322. <www.mdpi.com/journal/sustainability>.
- Concerned Health Professionals of NY.
(2015). *Compendium of scientific, medical, and media findings demonstrating risks and harms of fracking (unconventional gas and oil extraction)*, Disponible en <http://concernedhealthny.org/compendium/>.
- Di Sbroiavacca, N.
(2013). "Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y perspectiva". Fundación Bariloche/Dpto. de Economía Energética. Documento de trabajo. S.C. de Bariloche.
- EIA.
(2013). *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment* U.S. Energy Information Administration /Advanced Resources International, Inc., Arlington.
- EPA.
(2015). *Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources* Executive. Environmental Protection Agency. Office of Research and Development. Washington.

entre otros términos. Preferimos utilizar aquí la expresión "mochila energética" por su cercanía conceptual a la "mochila ecológica".

- García, F. y Garcés, P.
 (2012). *Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales*. OLADE, Quito.
- Griffith-Jones S., Spratt, S., Andrade, R. y Griffith-Jones, E.
 (2017). "Investment in renewable energy, fossil fuel prices and policy implications for Latin America and the Caribbean". *Serie Financing for development* 264, CEPAL. Santiago de Chile.
- Gudynas, E.
 (2011) Caminos para las transiciones post extractivistas, pp. 187-216, En: *Transiciones, Post extractivismo y alternativas al extractivismo en Perú* (A. Alayza y E. Gudynas, eds). RedGe/CEPES, Lima.
- Gudynas, E.
 (2013). "Extracciones, extractivismos y extrahecciones. Un marco conceptual sobre la apropiación de recursos naturales". *Observatorio del desarrollo* N° 18, Febrero 2013. CLAES. <http://extractivismo.com/wp-content/uploads/2016/06/GudynasApropiacionExtractivismoExtraheccionesOdeD2013.pdf>.
- Hughes, D.
 (2013) *Drill Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?* Post Carbon Institute. Santa Rosa.
- IEA.
 (2010). *World Energy Outlook*. International Energy Agency. Paris
- IEA.
 (2012). *Golden Rules for a Golden Age of Gas. Special Report on Unconventional Gas*. International Energy Agency. Paris.
- IEA.
 (2015). *World Energy Outlook*. International Energy Agency. París.
- Latrubesse, E. et al.
 (2017). "Damming the rivers of the Amazon basin". *Nature* Vol. 546: 363-369.
- López Crespo, F. García Zanotti, G. y Kofman, M.
 (2016). Transferencias al sector hidrocarbúífero en Argentina. EYES. Rosario.
- Urresti, A. y Marcellesi, F.
 (2012). "Fracking: una fractura que pasará factura". *Ecología Política* N° 43: 23-36.