



#3

Febrero 2021

Energía y desarrollo sustentable

**Geopolítica de
los hidrocarburos
y seguridad
energética**

Boletín del
Grupo de Trabajo
**Energía
y desarrollo
sustentable**



CLACSO

PARTICIPAN EN ESTE NÚMERO

Alicia Puyana Mutis
Isabel Rodríguez Peña
Jonatan Andrés Nuñez
Ana Lía Guerrero
Humberto Campodónico Sánchez
César Carrera Vásquez

Energía y desarrollo sustentable : geopolítica de los hidrocarburos y seguridad energética / Alicia Puyana Mutis... [et al.] ; coordinación general de Nora Estela Fernández Mora ; Humberto Campodónico ; Esteban Serrani ; editado por María Eugenia Ortiz... [et al.]. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : CLACSO, 2021.

Libro digital, PDF - (Boletines de grupos de trabajo)

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-722-840-3

1. Geopolítica. 2. Hidrocarburos. 3. Petróleo. I. Puyana Mutis, Alicia. II. Fernández Mora, Nora Estela, coord. III. Campodónico, Humberto, coord. IV. Serrani, Esteban, coord. V. Ortiz, María Eugenia, ed. CDD 327.101



CLACSO

Consejo Latinoamericano
de Ciencias Sociales

Conselho Latino-americano
de Ciências Sociais

Colección Boletines de Grupos de Trabajo

Director de la colección - Pablo Vommaro

CLACSO Secretaría Ejecutiva

Karina Batthyány - Secretaria Ejecutiva

Nicolás Arata - Director de Formación y Producción Editorial

Gustavo Lema - Director de Comunicación e Información

Equipo Editorial

María Fernanda Pampín - Directora Adjunta de Publicaciones

Lucas Sablich - Coordinador Editorial

María Leguizamón - Gestión Editorial

Nicolás Sticotti - Fondo Editorial

Equipo

Natalia Gianatelli - Coordinadora

Cecilia Gofman, Giovanni Daza, Rodolfo Gómez, Teresa Arteaga

y Tomás Bontempo.

© Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales | Queda hecho el depósito que establece la Ley 11723.

No se permite la reproducción total o parcial de este libro, ni su almacenamiento en un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio electrónico, mecánico, fotocopia u otros métodos, sin el permiso previo del editor.

La responsabilidad por las opiniones expresadas en los libros, artículos, estudios y otras colaboraciones incumbe exclusivamente a los autores firmantes, y su publicación no necesariamente refleja los puntos de vista de la Secretaría Ejecutiva de CLACSO.

CLACSO

Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales - Conselho Latino-americano de Ciências Sociais

Estados Unidos 1168 | C1023AAB Ciudad de Buenos Aires | Argentina

Tel [54 11] 4304 9145 | Fax [54 11] 4305 0875 | <clacso@clacsoinst.edu.ar> |

<www.clacso.org>



Este material/producción ha sido financiado por la Agencia Sueca de Cooperación Internacional para el Desarrollo, Asdi. La responsabilidad del contenido recae enteramente sobre el creador. Asdi no comparte necesariamente las opiniones e interpretaciones expresadas.

Coordinadores:

Nora Estela Fernández Mora

Instituto de Estudios Ecuatorianos

Facultad de Ciencias Humanas, Pontificia Universidad Católica del Ecuador

Ecuador

nefernandez@puce.edu.ec

Humberto Campodónico

Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo

Perú

hcampodonicos@unmsm.edu.pe

Esteban Serrani

Instituto de Altos Estudios Sociales

Universidad Nacional de San Martín

Argentina

eserrani@gmail.com

Coordinación general del Boletín

Esteban Serrani

Edición

María Eugenia Ortiz

CIT SC-CONICET.

Argentina

me.ortiz@conicet.gov.ar

Humberto Campodónico

Nora Fernández

Eliana Canafoglia

Instituto de Ciencias Humanas, Sociales y Ambientales, CONICET.

Argentina

ecanafoglia@mendoza-conicet.gob.ar

Andrea Lampis

Instituto de Energía e Ambiente. Universidad de San Pablo.

Brasil

alampis@usp.br

Esteban Serrani

Las notas son exclusiva responsabilidad de las/los autoras/as.

Contenido

5 De la seguridad a la sustentabilidad energética, un análisis desde la centralidad petrolera para México 1980–2016

Da segurança à sustentabilidade energética, uma análise da centralidade do petróleo para o México 1980–2016

Alicia Puyana Mutis
Isabel Rodríguez Peña

21 Geopolítica de los hidrocarburos de frontera en Sudamérica

Una aproximación a los casos de Vaca Muerta y Pré-sal

Geopolítica dos hidrocarbonetos de fronteira na América do Sul. Uma abordagem aos casos de Vaca Muerta e Pré-sal

Jonatan Andrés Nuñez

36 Dinámicas complejas de la geopolítica del gas en Sudamérica

Dinâmicas complexas da Geopolítica do Gás na América do Sul

Ana Lía Guerrero

53 Las sombras de la exportación del GNL en el Perú

As sombras da exportação de GNL no Peru

Humberto Campodónico Sánchez
César Carrera Vásquez

71 Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable

De la seguridad a la sustentabilidad energética, un análisis desde la centralidad petrolera para México 1980–2016¹

Da segurança à sustentabilidade energética, uma análise da centralidade do petróleo para o México 1980–2016

Alicia Puyana Mutis*
Isabel Rodríguez Peña**

Palabras clave: Seguridad energética. Política petrolera. México. Sustentabilidad energética.

Palavras-chave: *Segurança energética. Política petrolífera. México. Sustentabilidade energética.*

* Profesora investigadora en la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, sede México. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. apuyana@flacso.edu.mx

** Profesora investigadora en la Universidad Anáhuac. México. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. isabel.rodriguezp@anahuac.mx

¹ Las autoras agradecen a Humberto Campodónico por la cuidadosa lectura del texto y las muy atinadas sugerencias que ayudaron a precisar aspectos del texto y mejorar su contenido. No obstante, las fallas son de nuestra exclusiva responsabilidad.

Introducción

La política que surge del recorte en la producción de petróleo por parte de los integrantes de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en la década de los setenta se considera un detonante de la discusión contemporánea sobre seguridad energética (en adelante SE). La respuesta por parte de los países dependientes de petróleo fue la formulación de políticas centradas en mantener el acceso a la energía necesaria para el funcionamiento de sus economías, a precios accesibles y justos. Esta fue la política predominante en la década los años setenta y finales del siglo XX, mantenida sin modificaciones sustantivas prácticamente hasta inicios del presente siglo cuando, debido a las presiones por el cambio climático, la discusión se amplió a temas de sustentabilidad ambiental y equidad energética.

A pesar de la metamorfosis del concepto, la revisión de la literatura y los documentos oficiales de la Organización Internacional de Energía, muestra que el petróleo continúa en el centro de la discusión de la SE (avalan esta conclusión los efectos de los cambios del precio del petróleo sobre el resto del mercado energético) por ello el planteamiento que se propone recoge esta conclusión para formular índices que marcan la evolución de la SE en México entre 1980 a el 2016.²

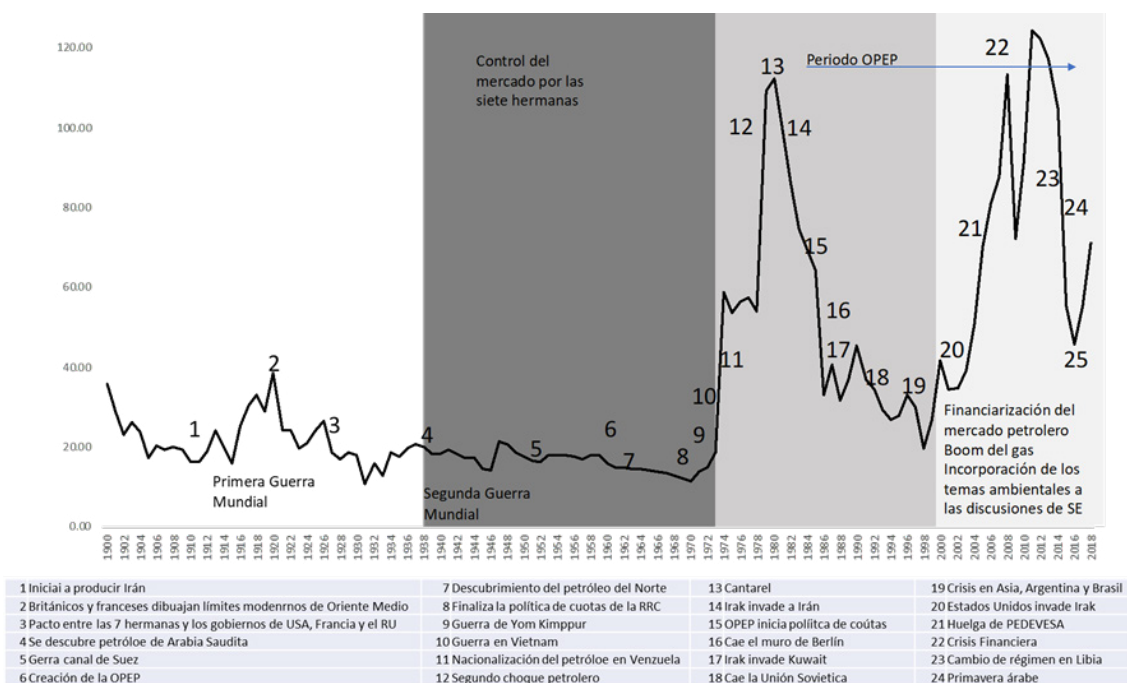
1. Evolución del concepto de SE: de la geopolítica del petróleo hacia temas de sustentabilidad ambiental

La institucionalización de la SE y la creación de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), fueron la respuesta política al embargo petrolero impuesto por la OPEP a los países que en 1973 apoyaron a Israel en la Guerra de Yom Kippur. La IEA se encarga de la primera formalización del concepto de SE y fue la respuesta política de los

² Estas notas se basan y actualizan el trabajo de: Puyana, A. y Rodríguez, I. (2020) "Seguridad energética en México, Estados Unidos y Canadá de 1980 al 2016: centralidad del petróleo y la incorporación de temas ambientales" en Norteamérica, revista académica del CISAN-UNAM, año 15, número 2, julio-diciembre de 2020.

países desarrollados al cambio político en el mercado petrolero, cuando, por primera vez en casi un siglo de explotación petrolera, los países en desarrollo, dueños de las reservas y no los Estados Unidos o Inglaterra, usaron el petróleo como arma política, al tomar posesión de las reservas, liquidar el cartel de las 7 Hermanas, limitar la producción y las exportaciones. Esta decisión incrementó los precios de 2.7 a 11.4 dólares, evidenciando un talón de Aquiles de la estabilidad política y económica del Occidente (Yergin, 2006), especialmente aquellos países altamente dependientes del vital recurso (Gráfico 1).

Gráfico 1. Precios del petróleo y eventos políticos 1900 – 2018 (base 2017, de acuerdo con el índice de precios al consumidor de los EE. UU.).



Fuente: elaboración propia con información BP (2019)

Varios factores explican la decisión de los grandes países industrializados importadores de crudo de organizarse, pactar el manejo mancomunado de la política petrolera y poner en marcha los compromisos de SE acordados en febrero de 1974. Entre esas causales están: la desequilibrada

concentración, por un lado, del 71% de las reservas mundiales de crudo en los países de la OPEP y, por el otro, del 75% del consumo mundial por parte de los países desarrollados, miembros de la Organización para la Cooperación Europea (OCDE). La cancelación del sistema de concesiones de las grandes empresas petroleras occidentales, las que en 1972 producían el 70% del petróleo mundial y gracias a su plena integración vertical manejaron el mercado energético global, dio el puntillazo final al dominio del petróleo. Este desbalance resultó en la vulnerabilidad de las economías dependientes del petróleo.

A inicios de 1974 se adoptó el acuerdo para un Programa Internacional de Energía con el objeto de “reducir la dependencia del petróleo importado con programas de largo plazo de cooperación en ahorro de energía, acelerar el desarrollo de fuentes de energía alternativas, de investigación y desarrollo de energía y enriquecimiento de uranio” (IEA, 2007, p. 2). En este contexto, las políticas para garantizar la SE descansaron en el control político y militar (cuando y donde fuere necesario) de las reservas de petróleo, para garantizar la estabilidad de precios y se estimuló la producción de electricidad con carbón y energía nuclear y, en menor medida, del gas (Bialos, 1988).

Así mismo, surgen pactos políticos para garantizar la SE, entre éstos se acordó:

- A) Garantizar el suministro fluido de energía a partir de: i) el mantenimiento de las reservas estratégicas e inventarios de crudo y su asignación; ii) planes de diversificación de proveedores de crudo para reducir las importaciones desde la OPEP y sobre el desarrollo de fuentes alternativas de energía; iii) abaratamiento de los costos de exploración y producción; iv) acuerdos de cooperación para liberalizar las políticas energéticas y petroleras, privatizar las empresas públicas petroleras y eliminar toda restricción al comercio de energéticos y, v) diversificación de las fuentes de energía mediante estímulos a la energía nuclear, el carbón, el gas y la hidroeléctrica (Scott, 1994c).

- B) Reducir el consumo y la intensidad petrolera de las economías nacionales mediante programas de desarrollo tecnológico para abatir los costos de exploración, desarrollo y producción de crudo y de las energías renovables y verdes.
- C) Introducir criterios de mercado y competencia en las industrias petrolera y energética, como mecanismo para garantizar la eficiencia y suministro de información sobre producción y ventas de crudo.

Además de los gobiernos los otros actores centrales en la adopción de las decisiones de los fundadores de la Agencia Internacional de Energía fueron las grandes empresas productoras privadas que constituían un oligopolio totalmente integrado y que en 1973, por las decisiones de la OPEP perdieron el control total del mercado petrolero. Para ellas, los objetivos de SE de 1974, constituyeron la vía para reducir y diversificar las importaciones promoviendo la producción de crudo nacional y de países fuera de la OPEP, con lo cual mantenían su posición dominante en los mercados nacionales, flujo de inversiones y subsidios, además de su gran relevancia política. Las empresas estatales de países no OPEP, como Colombia, México o Brasil y Argentina, El Reino Unido y Noruega, se encontraban en situación similar. Los dos grupos de empresas y de países, se beneficiaron, de un lado de los mayores precios y del otro de los planes y estímulos para ampliar el suministro de crudo de otros productores y diversificar la oferta y elevar la producción.

Debido a la alta dependencia de las naciones del petróleo, la SE estuvo focalizada, primero, en la diversificación hacia las fuentes “alternativas de energía”, las que hasta finales del siglo pasado eran carbón, gas, energía nuclear e hidroelectricidad y, segundo, en la eficiencia dando prioridad a las energías baratas, es decir el carbón y el gas. Sólo hasta finales de la década de los años ochenta se consideraron las energías renovables como fuentes alternativas, pero su consolidación se logró a inicios del presente siglo, al impulso de los altos precios del petróleo (2000-2014), como se observa en la gráfica 1.

Las políticas de SE, como todas las económicas y sociales, evolucionan en respuesta a la emergencia de problemas. La literatura

contemporánea sobre SE es más amplia y compleja en comparación con la discusión de la década de los setenta. Por otra parte, la Comisión Europea argumenta que la estrategia de seguridad del suministro energético debe estar orientada a garantizar el bienestar de sus ciudadanos, respetando las preocupaciones medioambientales y mirando hacia el desarrollo sostenible.

La inclusión de los temas ambientales en la agenda de SE, entre otros, se fortalece con el ascenso político de los Partidos Verdes, la creciente conciencia del daño ambiental por el uso intensivo de energía, las explosiones y derrames de crudo, los accidentes nucleares (Chernobyl 1986 y Fukushima, 2011)³. En 1991 se reconoció el vínculo entre la sostenibilidad energética, ambiental y económica y formuló la necesidad de vincular las tres con las políticas de energía (Scott 1994c, pp. 203-215). Los temas sociales se introdujeron en 2003 cuando la IEA resolvió que el vínculo entre cambio climático, equidad y pobreza debía ser integrado a las metas y políticas de SE en armonía con las Metas del Milenio y los Objetivos del Desarrollo Sostenible. Las políticas contemporáneas de SE deben abordar todas las fuentes de energía y cubrir una amplia gama de riesgos naturales, económicos y políticos que afectan a diferentes fuentes de energía, infraestructuras y servicios (Cherp y Jewell, 2011; Puyana y Rodríguez 2020).

A pesar de la amplitud y complejidad de la definición y concepto de SE, no hay una enunciación aceptada a nivel internacional. Además, las preocupaciones sobre SE difieren de un país a otro y pueden identificarse combinando el análisis histórico de políticas y sistemas de energía a nivel nacional (Cherp y Jewell, 2011). El análisis para la evaluación de la SE actual debería abordar todas las fuentes de energía y cubrir una amplia gama de riesgos naturales, económicos y políticos que afectan a diferentes fuentes de energía, infraestructuras y servicios.

³ Entre 1957 y 1986, ocurrieron no menos de 16 accidentes nucleares en el mundo. Hay que recordar el rechazo político a la energía nuclear, por los movimientos pacifistas y por la dificultad de manejar los desechos nucleares.

2. De la inclusión de temas ambientales a la centralidad del petróleo

Las visiones más amplias sobre SE se han reflejado en las metodologías que buscan relacionar el acceso a la energía con la incorporación de las diversas preocupaciones que han surgido, como las ambientales y sociales (Cherp, et al, 2014). Este es el caso del World Energy Trilemma Index (WETI), publicado por el Consejo Mundial de Energía (WEC, siglas en inglés), que partiendo de los primeros informes del Panel Internacional del Cambio Climático 12 (IPCC en inglés), clasifica los países según su capacidad de garantizar energía sostenible (World Energy Council, 2007 y 2020) sintetizada en: SE⁴, equidad energética (accesibilidad y asequibilidad)⁵ y sostenibilidad ambiental al aplicarlo a 125 países.

La propuesta metodológica del trilema es compleja y ambiciosa, sin embargo, sus resultados pueden llegar a ser controvertidos. La incorporación de sustentabilidad ambiental y equidad dentro de un escenario en el que el petróleo continúa dominando la matriz energética de naciones desarrolladas y en desarrollo puede dificultar la interpretación de los resultados ya que toda mejora en la SE por un mayor acceso a la energía, especialmente la fósil, va a tener efectos negativos sobre las prioridades ambientales. Lo anterior es reflejo de resultados magros en términos de transición energética a pesar de que ha sido una de las principales políticas, desde la década de los setenta, para garantizar la SE. En general, los combustibles fósiles han concentrado la demanda de energía mundial, su proporción osciló en torno al 93 % entre 1940 y 1973. A partir de entonces se contrajo paulatinamente hasta el 80 % en 2017, es decir, 13 puntos porcentuales en 45 años. Se espera que para 2040 descienda a 69 %. La caída de los combustibles fósiles se explica, en primer lugar, por el descenso del petróleo, el cual ha pasado de concentrar más de 45 % del consumo en la década de los setentas, período en el cual se registra el mayor nivel, a una reducción

⁴ Accesibilidad y asequibilidad del suministro de energía en toda la población.

⁵ Eficiencia de la energía por el lado de la oferta y la demanda, desarrollo de energías renovables y otras fuentes de energías bajas en carbono.

de 37 % en 2017. Cabe señalar que, durante los 45 años considerados, la reducción no ha sido ni constante ni lineal, lo cual indica que el consumo petrolero responde a diversos factores, en buena medida a la dinámica de la economía y a la de los precios del petróleo, la evolución de la tecnología y factores políticos diversos (EIA, 2020).

El consumo de energía de América Latina tiene la misma tendencia que el consumo mundial y muestra, por una parte, la centralidad del petróleo en la matriz energética y su tendencia decreciente y, por la otra, el acenso en el consumo de gas. Es decir, los fósiles se fortalecen en el proceso de la diversificación energética. El petróleo llegó a concentrar el 54% de la matriz energética en 1995 (IEA, 2020) y de acuerdo con datos de la OLADE (2019) en 2018 el consumo descendió al 45% del total. El gas ha ganado peso en la matriz energética al pasar del 14% en 1995 a 21% en 2015 (IEA, 2020) y el carbón no muestra cambios significativos al mantenerse cercano al 5%, a pesar de la descarbonización de las economías. En esta compleja situación energética los avances en integración regional no son muy diferentes a los registrados en la integración regional económica. A diferencia de la integración comercial, el sistema energético es más complejo y diverso, lo que hace compleja la integración, si esta se comprende como la coordinación de políticas de inversión, desarrollo y cambio estructural, con miras a garantizar la SE.

Lo anterior muestra el peso del petróleo en la trayectoria de la SE, expresada en la elevada intensidad petrolera de la economía mundial, efecto de su penetración a toda la estructura productiva y de servicios. La predominancia del petróleo también se refleja en el impacto que tiene el precio de petróleo sobre el resto de las fuentes energéticas. La inestabilidad de los precios del petróleo y la casi imposibilidad de predecirlos aún en el corto plazo (EIA, 2020; Puyana et al, 2019) pueden ocasionar inestabilidad en ofertas, especialmente, los de reservas más costosas; consumidores y su relación con la estabilidad macroeconómica. La inestabilidad de los precios y los términos de intercambio del petróleo afectan la estabilidad de economías exportadoras de crudo, principalmente. Entre 1973 y 1980 los choques de precios indujeron transferencia de ingresos de los países importadores a un limitado grupo de países

exportadores, fenómeno que se repite a cada subida de precios. De esta forma se desequilibra la balanza comercial y de pagos de importadores y exportadores, y su demanda final (Grigoli et al, 2017).

Por otra parte, la inestabilidad del precio del petróleo ocasiona presiones sobre las energías verdes que, por sus altos costos, su desarrollo ha requerido estímulos fiscales. En la gráfica 1, dentro del área gris claro, se identifica el periodo de mayor incremento en la producción de energías alternativas la cual está relacionada con una tendencia al alza de los precios del petróleo. Otro impacto negativo se evidencia en el menor el ritmo de reducción de la intensidad petrolera del PIB y un menor impulso por fomentar la eficiencia en el consumo de energía. En estas condiciones, se considera al petróleo como mercancía estratégica y su mercado global y las políticas de SE como estrategia que se encuentran permanente en modificación. Por ello se establece, que el equilibrio de mercado está ligado a las estrategias de la OPEP en un mercado no competitivo, a pesar de la amplia liberalización de sus estructuras (Puyana et al, 2019, EIA 2018b).

Con estas reflexiones se formulan tres índices: Seguridad Petrolera (ÍSP), Diversidad Energética (ÍDE) y Transición Energética (ÍTE) para analizar la evolución de México entre 1980-2016. Los tres, si bien independientes, están relacionados y son aplicables individualmente a cada país. Los índices se construyeron, siguiendo los trabajos de Sovacool y Mukherjee (2011) y Sovacool, (2013), World Energy Council (2018), Lefèvre, N. (2010), Energy Security Risk (2019), Cherp y Jewell (2011). Para ver la construcción y las variables que se consideran en cada uno de los índices se recomienda revisar el documento (Puyana y Rodríguez, 2020)

3. Evolución de la SE en México

En términos generales se suele sugerir o analizar a México como una economía petrolera. Sin embargo, la estructura y trayectoria de la economía mexicana indican claramente que no es así, si bien sí es evidente que la fiscalidad mexicana está petrolizada y la captación de ingresos y el gasto

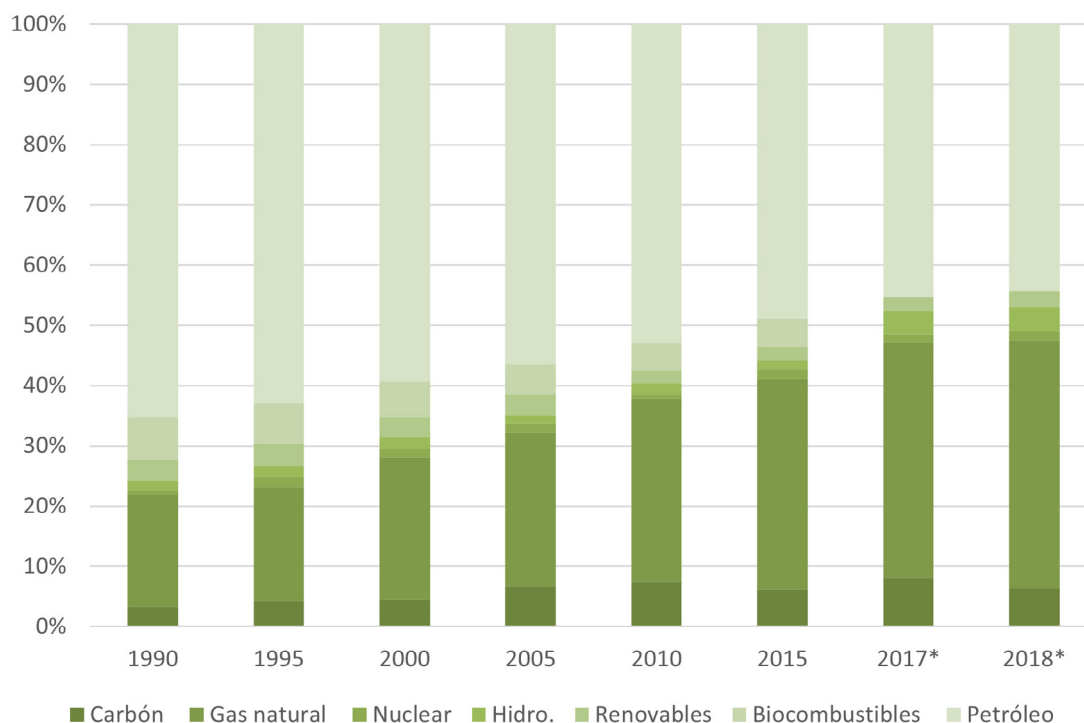
público dependen de la renta petrolera, lo cual implica que los movimientos de importantes variables macro económicas se relacionan con los vaivenes del precio del crudo y, en última medida, de las decisiones de la OPEP. Esta realidad contrasta con la paulatina pérdida de presencia de México en el intercambio petrolero mundial, por la drástica merma de las reservas y la contracción de la producción. Esta aseveración implica mayor riesgo de inestabilidad de toda la economía, por la intensificación en el ciclo del precio del petróleo. Por otra parte, la dependencia del petróleo se refleja en la composición de la estructura energética nacional, su limitada diversificación y las grandes brechas entre los compromisos de transitar hacia una nueva estructura energética y descarbonizar la economía.

La pérdida de reservas y producción y el incremento en las importaciones de gasolina son efecto de la política tributaria de gravar a PEMEX con tasas hasta 110% superiores a las utilidades antes de impuestos, que eliminó su capacidad de invertir. La reforma petrolera de 2013, no erradicó este problema, mantuvo sin modificación alguna la alta imposición a PEMEX⁶, que en octubre de 2020 producía el 93% de la producción nacional de petróleo y fincó la reactivación de la actividad nacional en las inversiones privadas, sin contemplar ni los desarrollos negativos de mercado mundial del crudo ni las características petroleras mexicanas, país tomador de precios y de costos medios, no particularmente atractivos al inversionista privado. No obstante varias cláusulas generosas, las inversiones prometidas no cristalizaron en los más de 100 contratos firmados con inversionistas privados.

Para ilustrar la trayectoria de la SE en México es importante partir de una imagen sobre la evolución del consumo energético. En la gráfica 2 se observa la evolución de la matriz energética entre 1990 y 2018 la cual muestra una concentración del consumo en el petróleo por encima del 50% en la mayor parte del periodo y una magra disminución en los últimos años. Por otra parte, se observa la baja y constante participación de las energías a pesar de la reforma energética las identificara como centrales.

⁶ La renta petrolera extraída a PEMEX es igual a la prereforma 2013, cambiaron únicamente los canales de captación, monetización y distribución, desde la Secretaría de Hacienda hacia entes públicos autónomos.

Gráfico 2. Matriz energética en México 1990 -2018, porcentajes respecto al total.



Fuente: IEA, 2020

Los primeros elementos de política de SE en los documentos oficiales mexicanos aparecen en 2008, durante la presidencia de Felipe Calderón, mismos que se reafirmaron con la reforma de 2013, siempre identificando SE con suministro de energía a precios equitativos. A partir de 2013, se vincula SE ala transición energética. Sin embargo, entre 1990 y 2018 se observa una pérdida de sus reservas probadas entre y 45% menos de producción de crudo en el periodo de 2008 a 2018, gran parte se explica por efecto del agotamiento de Cantarell⁷ y la falta de inversiones en exploración, resultando en el incremento de las importaciones de gasolina al 75% del consumo y de gas y carbón para la electricidad.

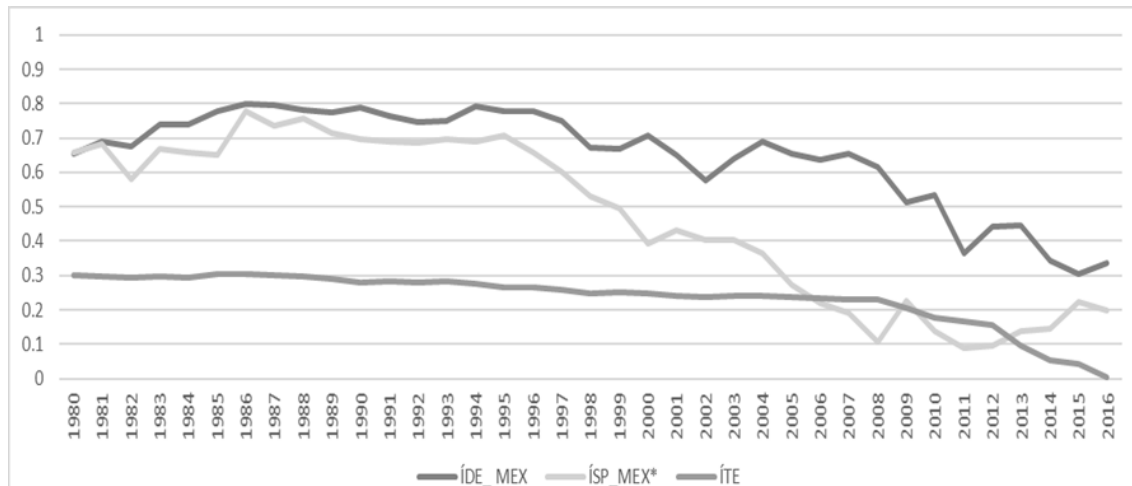
⁷ Con Cantarell, el segundo pozo mundial más grande, cambió el uso del petróleo de factor de desarrollo a fuente de divisas e ingresos fiscales y permitió a México ser exportador relevante para EU (Puyana, 2015).

Alegando la caída en las reservas y en consecuencia de la producción, el gobierno logró la aprobación e instrumentación de la reforma energética de 2013 con los objetivos explícitos de dar nuevas rutas y desarrollos al sector energético. La base de esta ha sido la recuperación de reservas y producción basada en la apertura de industria al capital privado y en la eliminación del monopolio estatal de PEMEX. A la fecha, los logros son minúsculos.

La pérdida de las reservas y de la producción, explican la trayectoria descendiente del ÍSP y el ÍDE. Es importante mencionar que la caída en el ÍDE se asocia con la caída en las reservas y producción de petróleo y gas. En este indicador se integra con los saldos de la balanza comercial en petrolíferos y gas que, al acusar saldos deficitarios, afectan negativamente la SE y reducen los alcances logrados en esta estrategia. En ambos casos hay una fuerte dependencia hacia el mercado en USA. Es de mencionar que las importaciones de gas se promovieron, por el gobierno nacional, desde fines de los años ochenta, en el marco de las reformas estructurales y se intensificaron las acciones desde inicios de los años noventa con la construcción de la red de oleoductos y gasoductos con inversiones multimillonarias. Se fraccionó el mercado de gas nacional, en dos segmentos: por un lado, el del norte, dependiente de las importaciones desde Estados Unidos, con el argumento de eficiencia dados los precios del gas relativamente menores en los Estados Unidos y, por otro, el del sur y centro de la producción nacional.

La evolución de las energías fósiles está determinada, primero, por la evolución de las reservas y, segundo y por el lento crecimiento de la economía. Durante el período de análisis, el aumento del consumo de gas y carbón contrarresta el efecto del crecimiento de las energías renovables del 19%, la mayor proporción. El incremento en la producción de energías fósiles se refleja en el mal desempeño del ÍTE, cuyo descenso a partir de 2012, está asociado al incremento en el nivel de CO₂.

Grafico 3. México: Índices de SE, 1980–2016.



Fuente: elaboración propia.

La reforma energética aprobada en 2013 al abrir el sector a las inversiones privadas y eliminar el monopolio estatal en la exploración y producción, fue un parteaguas en la política energética y petrolera de México, vigente al menos desde 1938, cuando se nacionalizó la industria. Esa reforma allanó el ingreso del país a la IEA. Esta misma institución publicó que “Las reformas energéticas ambiciosas y exitosas de los últimos años han puesto a México firmemente en el mapa de la política energética mundial” (IEA, 2018). En efecto con la reforma se buscaba: a) elevar la producción de petróleo y de gas; b) revertir el agotamiento de las reservas en 2025; c) incentivar las energías limpias y d) generar, además de elevar la eficiencia, productividad y competitividad de la industria en general y de PEMEX, en particular; objetivos ambiciosos aún lejanos.

Tras casi 5 años de la apertura del sector a la inversión privada externa, ésta sólo ha llegado a mil millones de dólares al año, alrededor del 14% del total de inversiones realizadas por PEMEX, de allí que se haya solo desacelerado la pérdida de reservas a 7.9 miles de millones de barriles. La dependencia del sector hacia la inversión privada puede incrementar el riesgo energético, toda vez que las decisiones privadas dependan de la evaluación de la rentabilidad y las tasas de retorno globales, no nacionales. Varios son los factores que pueden explicar el fracaso de la reforma,

por una parte, el ambiente petrolero mundial adverso ocasionado por la caída del precio a finales de 2015 e inicios de 2016 lo que ocasionó una caída importante en la inversión en el sector.

Recientemente se han suspendido las licitaciones y el actual presidente ha manifestado su intención de restaurar la gestoría estatal de la industria. Las intenciones por recuperar uno de los sectores estratégicos para la nación se refleja en el programa estratégico 2020-2024. Al parecer los objetivos que se consideran están estrechamente relacionados con mejoras en la SE, de acuerdo, con la visión tradicional y las actuales.

Cuadro 1. Objetivos prioritarios del Programa Sectorial de Energía 2020-2024.

Objetivos prioritarios del Programa Sectorial de Energía 2020-2024
1.- Alcanzar y mantener la autosuficiencia energética sostenible para satisfacer la demanda energética de la población con producción nacional
2.- Fortalecer a las empresas productivas del Estado mexicano como garantes de la seguridad y soberanía energética, y palanca del desarrollo nacional para detonar un efecto multiplicador en el sector privado
3.- Organizar las capacidades científicas, tecnológicas e industriales que sean necesarias para la transición energética de México a lo largo del siglo XXI
4.- Elevar el nivel de eficiencia y sustentabilidad en la producción y uso de las energías en el territorio nacional
5.- Asegurar el acceso universal a las energías, para que toda la sociedad mexicana disponga de las mismas para su desarrollo
6.- Fortalecer al sector energético nacional para que constituya la base que impulse el desarrollo del país como potencia capaz de satisfacer sus necesidades básicas con sus recursos, a través de las empresas productivas del Estado, las sociales y privadas

Fuente: Diario Oficial de la Federación (DOF), 2020

Algunas reflexiones

Desde sus inicios la SE ha mostrado ser un concepto complejo y multifacético, con la importación de los temas ambientales estas características se han intensificado. Sin embargo, los resultados de este análisis muestran que el petróleo continúa en el centro de las políticas y discusión de SE. Por otra parte, el análisis para México muestra que, a pesar de

los cambios propuestos en la reforma energética, como un momento crucial dentro del sector energético, los resultados han derivado en una tendencia hacia la mayor extracción y consumo de fósiles, lo cual no concuerda con las visiones actuales de SE. Por otra parte, se muestra la consolidación de un modelo basado en fósiles, pero con alta dependencia de petroquímicos y del gas estadounidense, lo cual contrasta con las visiones más clásicas de la SE. Por lo tanto, de forma general, se observa una caída en la SE en el periodo de estudio.

REFERENCIAS

- Bialos, Jeffrey P. (1988), *Oil Imports and National Security: The Legal and Policy Framework for Ensuring United States Access to Strategic Resources Oil Imports and National Security*, en: <https://scholarship.law.upenn.edu/jil/vol11/iss2/2/>
- British Petroleum (2019). *Statistical Review of World Energy*. En: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Cherp, Aleh, et al (2014) “The concept of energy security: Beyond the four As” *Energy Policy* No. 75 pp 415–421.
- Cherp, Aleh, y Jewell, Jessica. (2011). “The three perspectives on energy security: intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration”. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 3(4), 202-212.
- DOF (2020). *Programa Sectorial de Energía 2020-2024*, disponible en https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596374&fecha=08/07/2020
- EIA (2007). *Agreement On An International Energy Programm*, Recuperado de <http://www.iea.org/dbtw-wpd/Textbase/about/IEP.PDF>
- EIA(2018b) Direct Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Year 2016. Recuperado de <https://www.eia.gov/analysis/requests/subsidy/pdf/subsidy.pdf>
- EIA (2020) “Energy & financial markets. What drives crude oil prices? Recuperado de: <https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/>
- Grigoli, Francesco, Herman, Alexander y Swiston, Andrew (2017). “A Crude Shock: Explaining the Impact of the 2014-16 Oil Price Decline Across Exporters”, IMF, WP./17/160

- Le Coq, Cloe y Paltseva, Elena (2009). Measuring the security of external energy supply in the European Union. *Energy policy*, 37(11), 4474-4481.
- Lefèvre, Nicolas (2010). Measuring the energy security implications of fossil fuel resource concentration. *Energy policy*, 38(4), 1635-1644.
- Månsson, Andre, Johanssen, Bengt y Lars, Nilsson. (2014) "Assessing energy security: An overview of commonly used methodologies" *Energy*, V. 73, No. 14, pp. 1-14
- OLADE (2019) Análisis de los Impactos de la Pandemia del COVID-19, sobre el sector energético de América Latina y el Caribe, Organización Latinoamérica de Energía.
- Puyana, Alicia y Rodríguez, Isabel (2010) "Seguridad energética en México, Estados Unidos y Canadá de 1980 al 2016: centralidad del petróleo y la incorporación de temas ambientales" en *Norteamérica*, revista académica del CISAN-UNAM, año 15, número 2, julio-diciembre de 2020
- Puyana, Alicia, Rodríguez, Isabel. García L (2019). "Factores relevantes para explicar la inestabilidad del mercado petrolero. En dictaminación.
- Scott, Richard. (1994 b) *The First 20 years of History. Vol II*. IEA Paris.
- Scott, Richard. (1994 c) *The First 20 years of History. Vol IV*. IEA Paris
- Scott, Richard. (1994 a) *IEA. The First 20 years of History. Vol I*. IEA Paris.
- Sovacool, Benjamin. K., & Mukherjee, Ishani. (2011). "Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach". *Energy*, 36(8), 5343-5355.
- World Energy Council (2018) y (2020) "World Energy Trilemma Index 2018", published by the World Energy Council (2018) in partnership with OLIVER WYMAN, United Kingdom.
- Yergin, Daniel. (2006). Ensuring energy security. *Foreign affairs*, 69-82, March/April 2006.

Geopolítica de los hidrocarburos de frontera en Sudamérica

Una aproximación a los casos de Vaca Muerta y el Pré-sal

Geopolítica dos hidrocarbonetos de fronteira na América do Sul. Uma abordagem aos casos de Vaca Muerta e Pré-sal

Jonatan Andrés Nuñez*

Palabras clave: Hidrocarburos no convencionales. Aguas profundas. Umbral fósil. Sudamérica.

Palavras-chave: *Hidrocarbonetos não convencionais. Águas profundas. Limiarfósil. América do Sul.*

Introducción

En la actualidad la matriz energética mundial se sostiene en base a los hidrocarburos. Según BP (2019), en 2018 la energía utilizada a nivel global provino en un 85% de combustibles fósiles (34% del petróleo, 27% del

* Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de Buenos Aires (IEALC-FSOC-UBA). Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Grupo de Estudios en Geopolítica y Bienes Comunes (GyBC). Argentina. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. jonatan.a.nunez@gmail.com

carbón y 24% del gas natural), un 7% de la hidroelectricidad, 4% de centrales nucleares y solo un 4% se generó a través de fuentes renovables no convencionales (solar, eólica y la mareomotriz, etc.).

Sin embargo, los vértices de este esquema poseen al menos tres debilidades estructurales. En primer lugar, el carácter contaminante de los combustibles fósiles, fuertes emisores de gases de efecto invernadero (GEI). Pese a la vigencia de entendimientos de cooperación para luchar contra la crisis climática como el Acuerdo de París de 2015, el comportamiento de las principales potencias hace dudar de su real compromiso en la materia. Somera muestra de ello puede verse en el aumento de emisiones de dióxido de carbono que, entre 2017 y 2018, experimentaron grandes economías como la República Popular China (2,2%), Estados Unidos (2,6%) y la India (7%) (BP, 2019).

En segundo lugar, este panorama se ve complejizado por la creciente disputa por el acceso a estos recursos. De acuerdo a la *International Energy Agency* (IEA) y BP, hacia 2018 Estados Unidos era el principal consumidor global de petróleo y gas (20 millones de barriles diarios y 739.500 millones de m³ anuales, respectivamente) y el tercero en lo que respecta al carbón (317 millones de toneladas equivalentes). China, por su parte, era el tercer consumidor de petróleo (13,5 millones de barriles diarios), el cuarto de gas natural (240.400 millones de m³ anuales) y el primero de carbón por amplio margen (1.906 millones de toneladas equivalentes). Finalmente, la Unión Europea (UE) se ubicaba entre los principales quemadores de combustibles fósiles, siendo el segundo consumidor de petróleo y gas (15 millones de barriles diarios y 466.800 millones de m³ anuales, respectivamente) y ocupaba lugares destacados en lo que hace al carbón (Alemania fue el principal quemador de la UE durante el período con 66,4 millones de toneladas equivalentes) (BP, 2019; IEA, 2019).

El tercer condicionante, que muestra con elocuencia la delicadeza de la situación energética y por extensión climática global, se visibiliza cuando se contrasta la sostenida dependencia del consumo de hidrocarburos con el progresivo agotamiento y la creciente dificultad de recuperación de los mismos. Si bien existen discrepancias en torno a si se traspasó o

no el umbral del petróleo (*peakoil*), lo cierto es que hay evidencia de que la época del llamado “petróleo fácil” ha quedado atrás y que, en cierta medida, la sociedad fósil se estaría enfrascando en una suerte de “carrera por lo que queda” (Klare, 2012). Muestra de ello puede verse en el avance sobre recursos convencionales de difícil recuperación como los alojados en aguas profundas o ultraprofundas, las prospecciones sobre el Ártico o en la explotación de hidrocarburos no convencionales tales como el *shaleoil/gas*, el *tightoil/gas*, *tarsands*, *coalbedmethane*, los cuales implican el despliegue de técnicas de alto impacto ambiental como el *fracking* y otras similares.

En ese marco, debe señalarse que en Sudamérica se ven reflejos de estas dinámicas generales. Por su presente nivel de desarrollo, los ejemplos más elocuentes de ello quizás sean la explotación de los recursos no convencionales de la formación geológica Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina de Argentina, y de los depósitos de aguas profundas y ultraprofundas del *Pré-sal*, en el litoral de Brasil.

Aunque con trayectorias dispares, desde la confirmación de la magnitud de sus depósitos (2007 para el *Pré-sal* y 2010 en el caso de Vaca Muerta) ambos reservorios fueron señalados por los distintos gobiernos de sus países como una vía destacada, primero para el autoabastecimiento hidrocarbúfero y, luego, para la consecución de avances socioeconómicos sintetizados bajo la premisa del “desarrollo”. Sin embargo, en torno a la factibilidad de estos emprendimientos existen dudas tales como los perjuicios socioecológicos que podrían derivarse de su explotación, su dependencia de altos precios internacionales y las grandes dimensiones de los capitales que necesitan involucrarse.

En este texto llevaremos adelante un análisis inicial en torno a la trayectoria reciente de Vaca Muerta y el *Pré-sal*, la composición nacional de los grupos empresarios involucrados en su explotación y los resultados de su accionar. Nuestra hipótesis es que en Argentina y Brasil, a escala, se registran ecos de las problemáticas globales que envuelven a los combustibles fósiles en la actualidad. Además de esta sección, el texto

tendrá otra en la cual recorreremos los problemas mencionados y una última destinada a comentarios a modo de conclusión.

1. Trayectoria histórica, composición nacional y resultados de las inversiones en Vaca Muerta y el Pré-sal

Pensar en emprendimientos como Vaca Muerta y el *Pré-sal* exige colocarse en el contexto del fin de los hidrocarburos “fáciles” (Lahoud, 2015), o en el marco de lo que algunos analistas han denominado como “energías extremas” (Klare, 2012). Dicho concepto hace referencia a los mayores riesgos ambientales, sociales y laborales en los cuales se embarcan las compañías que deciden operar en la recuperación de petróleo y gas de este tipo de depósitos.

Una caracterización geográfica de ambos espacios podría ayudar a comprender las complejidades para su explotación. Situada en la Cuenca Neuquina, al sudoeste de Argentina, la formación geológica Vaca Muerta tiene una superficie de 30 mil kilómetros cuadrados concentrados mayoritariamente en la provincia de Neuquén, pero con extensiones en La Pampa, Mendoza y Río Negro. Lo que diferencia a los recursos allí alojados de los tradicionales es que los mismos se encuentran atrapados en rocas cuyos bajos niveles de permeabilidad inhabilitan que sean extraídos por métodos convencionales. Es allí en donde entra en juego el método denominado como *fracking* o fractura hidráulica. El mismo consiste en la inyección al subsuelo de agua, arenas especiales y una combinación de químicos a altísimas presiones, lo cual pulveriza la roca subterránea liberando así los hidrocarburos atrapados en sus pequeñísimos poros. Los pozos destinados a formaciones geológicas de este tipo suelen comenzar con una perforación de tipo vertical como en las explotaciones de tipo tradicional, pero toman una forma horizontal o diagonal a fin de resultar más eficaz en términos de rendimiento (Bertinat et al., 2014).

A pesar de esta dificultad técnica, la magnitud de los recursos presuntos de la formación motivó el avance en su explotación. En efecto, hacia 2013 la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA) estimó que de la formación geológica argentina podrían recuperarse unos 308 trillones de pies cúbicos de gas (TCF) y unos 16,2 miles de millones de barriles de petróleo, lo cual colocaría a la Argentina en el cuarto lugar del ranking de países con mayor cantidad de *shaleoil* (tras Rusia, Estados Unidos y China) y en el segundo de *shale gas* (solo por detrás de China) (EIA, 2013).

Por su parte, el *Pré-sal* es una franja de forma poligonal de unos 800 kilómetros de largo que se extiende sobre el litoral marítimo brasilero, desde Espírito Santo hasta Santa Catarina, con una distancia promedio de la costa de 300 kilómetros. Recibe su nombre debido a que el petróleo y el gas se aloja bajo una gruesa capa de sal cuya profundidad en algunos sectores supera los 7.000 metros desde el nivel del mar, acompañados de fuertes mareas y altísimas presiones. Pese a estas complejidades, la motivación por la explotación de estos hidrocarburos solo aumentó de la mano los diferentes descubrimientos del área, los cuales han sido catalogados por algunos especialistas como de los más importantes del presente milenio, hasta incluso sugiriendo que podrían colocar a Brasil cerca de potencias del sector como Venezuela (Sauer, 2016).

En lo que hace al momento histórico en el cual se dieron los descubrimientos, no resulta ocioso señalar que la confirmación de la magnitud de las reservas de petróleo y gas natural de Vaca Muerta llegó en una coyuntura crítica para la matriz energética argentina. En buena medida esta situación puede ser entendida como resultado de las transformaciones en clave neoliberal que sufrió el sector durante la década de 1990, período en el cual se apostó por la creación de centrales termoeléctricas sustentadas en gas natural en simultáneo que se privatizaba la extracción de hidrocarburos. Ello se dio bajo un plan de explotación intensiva de los yacimientos existentes, en buena medida priorizando la exportación, sin que esto sea acompañado de un esquema de inversiones acordes para su sostenimiento de mediano plazo. Este cuadro redundó en

un estrangulamiento estructural que se manifestó con fuerza hacia la segunda mitad de los años 2000 (Serrani y Barrera, 2018).

Para afrontar este panorama los primeros gobiernos kirchneristas (2003-2011) elaboraron programas de incentivos a la extracción de hidrocarburos con resultados dispares que apuntaron a evitar el colapso del sistema aunque sin alterar sus lógicas subyacentes (López Crespo et al., 2017). Sin embargo, el ingreso de Vaca Muerta en escena cambiaría la estrategia y propiciaría la reestatización del 51% de las acciones de YPF por medio de la Ley 26.741, denominada como “Ley de Soberanía Hidrocarburífera”, sancionada y promulgada en mayo de 2012. En particular el rol que tendría Vaca Muerta en la búsqueda del autoabastecimiento quedaba de manifiesto en el 3° artículo de la ley, el cual en varios de sus incisos insistía en la importancia de avanzar en la explotación de no convencionales. En igual sentido iba el Decreto 929/2013, por medio del cual se creó el “Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación Hidrocarburos”. Con particular énfasis en los recursos no convencionales, la reglamentación estableció una serie de garantías para las empresas que proyectasen desembolsar más de U\$S 1000 millones en lapsos menores a cinco años.

Si bien estas normativas tuvieron resultados inicialmente promisorios en sus objetivos, tal como demuestra la asociación de YPF con la estadounidense Chevron por más de U\$S 16.000 millones en julio de 2013 (YPF, 2013), la caída de los precios internacionales de los hidrocarburos comenzada a mediados de 2014 ralentizó el arribo de inversiones en Vaca Muerta.¹En ese sentido debe resaltarse que se estima que el desarrollo pleno de la formación requiere de la inversión de unos U\$S 120 mil millones hasta 2030, lo cual arroja una media anual de U\$S 8 mil millones (PWC, 2018). Pese a todo, esa coyuntura a la baja de los precios no clausuró el avance de la explotación como demuestran los anuncios de inversión de la petrolera francesa Total en 2014, de la angloholandesa Shell en 2015 y de la estadounidense ExxonMobil en 2016. Asimismo, a

¹ Desde julio de 2014 a enero de 2015, el barril de petróleo Brent redujo en cerca del 45% su precio, pasando de cotizar a casi U\$S 107 a unos U\$S 48.

partir de 2016 también comenzaron a operar en Vaca Muerta compañías de capitales mixtos como Pan American Energy (Bridas, CNOOC y BP). (Secretaría de Planeamiento Energético, 2018).

Hacia el último trimestre de 2019, en los no convencionales de la Cuenca Neuquina existían 36 concesiones y 18 permisos de exploración otorgados distribuidos entre 20 empresas. Ellas eran encabezadas por YPF con 23 áreas y permisos en un territorio de unos 3.943,3 km.2, la mayoría de los cuales eran operados en colaboración en partes iguales con Chevron. La petrolera argentina era seguida por PAE (8 áreas y permisos en unos 1747 km.2), por Total (8 áreas y permisos en unos 1.500 km.2), por la subsidiaria del Grupo Techint, Tecpetrol, (4 áreas y permisos desplegada en 547,5 km.2), por Shell (6 áreas y permisos en unos 596 km.2), la compañía del ex presidente de YPF Miguel Galuccio, Vista Oil & Gas (3 áreas y permisos desplegada en 542,2 km2) y por ExxonMobil (7 áreas y permisos desplegadas en unos 1.284 km2). Asimismo, también se registran participaciones por menores montos o brindando servicios logísticos de las nacionales Pampa Energía, Pluspetrol, Capex, Selva María Oil, la provincial Gas y Petróleo de Neuquén (GyP), la china Sinopec, Petrolera El Trébol (filial de la británica Phoenix Global Resources), la canadiense Madalena Energy, la estadounidense Dow Chemical Company, la alemana Wintershall DEA, la multinacional de origen francés Schlumberger y la noruega Equinor. La rusa Gazprom, por su parte, esbozó reiteradas muestras de interés por desplegarse en la formación, en especial en la rica área gasífera rionegrina denominada Estación Fernández Oro (Terzaghi y Del Pozzi, 2019).

Según el balance de gestión de la Secretaría de Gobierno de Energía (2019, pp. 78-80), hacia diciembre de 2019 Vaca Muerta contaba con 2.541 pozos terminados de explotación no convencional, de los cuales 1.169 correspondían a *shaleoil/gas* y 1.345 a *tightoil/gas*, con un promedio de 542 fracturas mensuales, en mayor medida propiciadas por YPF. Si bien ello no redundó en un aumento de la producción de petróleo entre 2011 y 2019 (de hecho se redujo de 32.102.278,62 m3 a 29.787.512,41 m3) sí significó un crecimiento en la presencia de no convencionales, los cuales pasaron de representar el 0,28% del total extraído en 2011 al 19,20%

en 2019.² El gas natural, por su parte, sí experimentó un crecimiento en su cantidad absoluta en este período, pasando de 45.533.245,51 Mm³ en 2011 a 49.370.833,52 Mm³ en 2019. Sin embargo, en ese punto lo que más resalta es la presencia que ganaron los no convencionales en la extracción gasífera, puesto que saltaron de representar un 3,55% del total en 2011 a un 41,49% en 2019.³

Históricamente dependiente de las importaciones de gas y petróleo, Brasil se embarcó desde la década de 1970 en el aumento de la producción energética mediante fuentes alternativas, principalmente por la vía de centrales hidroeléctricas y los combustibles de base orgánica. Pese a haber alcanzado buenos resultados en esa trayectoria, el proyecto de alcanzar el autoabastecimiento fósil no fue abandonado y desde el filo del milenio Petrobras avanzó en un plan de exploración sobre las aguas de la Cuenca de Santos, frente a las costas de Río de Janeiro. Los primeros resultados de este trabajo de prospectiva llegaron en 2003, cuando se encontraron indicios de la presencia de petróleo en aguas profundas. La intensificación de estas labores tuvo por resultado el hallazgo, en 2007, de los depósitos del sector del polígono marítimo por entonces llamado Campo de Tupi, el cual pasaría a denominarse como Campo de Lula a partir de 2010 (Martínez y Colacios, 2016).

A ese descubrimiento, del cual se estimaba que podrían extraerse entre 5 y 8 mil millones de BEP, le siguieron otros predominantemente ubicados en la Cuenca de Santos, de cuya sumatoria las estimaciones más optimistas señalan que podrían recuperarse hasta 176 mil millones de BEP (Junger et al., 2019). Sin embargo, los proyectos de explotar estos recursos en clave neodesarrollista como pretendía el *Partido dos Trabalhadores* estaban condicionados por los marcos normativos heredados, en particular a la *Lei 9.478/97*, la cual privatizó parcialmente Petrobras.

² Datos tomados de <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/produccion-petroleo-conv-y-no-conv>

³ Datos tomados de <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>

De las discusiones surgidas de estas limitaciones para una explotación soberana del *Pré-sal* fue que en diciembre de 2010 se sancionó la *Lei*12.351. Ella establecía un sistema de licitaciones conocido como *regime de partilha*, en el cual Petrobras sería la operadora única de los campos del *Pré-sal*, con control estratégico en caso de montar sociedades con privados. Asimismo, la norma también creó un Fondo Social regentado por Petrobras con el objetivo de la redistribución progresiva de la renta hidrocarburífera.

En 2013 se produjo la primera licitación sobre el sector conocido como Campo de Libra. En ella, la *Agência Nacional do Petróleo* (ANP) afirmó haber recibido consultas de al menos cuarenta empresas interesadas en participar de la concesión, entre las cuales se hallaban las estadounidenses ExxonMobil y Chevron y las británicas BP y BG. Sin embargo, la licitación fue otorgada a una oferta hecha por una sociedad conformada por Petrobras, la angloholandesa Shell y las chinas CNPC y CNOOC como socias minoritarias.

Pese a este comienzo promisorio para el sistema de concesiones, la crisis política abierta en Brasil a partir de 2014 con el inicio de las investigaciones judiciales denominadas como *Operação Lava Jato*, generó que tanto en ese año como en el siguiente no se realizaran nuevas licitaciones (Junger et al., 2019). En 2016 no mejoraría el panorama y en agosto la presidenta Dilma Rousseff (2011-2016) sería destituida tras un juicio político. A tan solo 90 días de ese hecho, el ex vicepresidente y luego presidente interino Michel Temer (2016-2019) presentaría un proyecto legislativo para la reformulación marcos regulatorios para la explotación del *Pré-sal*, la *Lei*13.365/2016. La misma le quitaba el predominio para la explotación a Petrobras y buscaba avanzar en una liberalización de las actividades en el *Pré-sal*, abriendo espacio para compañías multinacionales (Campello, 2018).

Hacia diciembre de 2016 se establecieron las directrices para la segunda ronda de licitaciones, la cual finalmente se lanzó en simultáneo con la tercera en octubre de 2017. Sus principales adjudicatarios fueron Petrobras, Shell y BP seguidos por un variado contingente de empresas

tales como las chinas CNODC, CNOOP y Sinopec (en sociedad con la española Repsol), la francesa Total, ExxonMobil, la noruega Statoil y la portuguesa Petrogal.⁴

En la cuarta y quinta ronda de licitaciones (llevadas a cabo en junio y septiembre de 2018, respectivamente) consolidaron el carácter extranjero de los adjudicatarios, puesto que al retrainamiento relativo de Petrobras lo acompañó el avance de Shell, BP, Exxonmobil y Chevron, acompañadas por Equinor (nuevo nombre de Statoil), CNOOC y CNODC, Petrogal. Asimismo, también resultaron adjudicatarios la colombiana Ecopetrol y QPI Brasil, subsidiaria de la estatal Qatar Petroleum.⁵

La sexta y última de las licitaciones realizadas hasta el momento fue en noviembre de 2019, denominada como *megaleilão* (megalicitación) debido a los montos que en ella esperaba recibir el gobierno de Jair Bolsonaro (2019-). Pese a las expectativas, los resultados de la ronda fueron decepcionantes debido a que de los cuatro campos puestos en disponibilidad tan solo dos fueron concesionados (Búzios e Itapu), quedando los otros dos sin ofertas (Sépia y Atapu). Esa falta de interés por parte de las empresas petroleras internacionales repercutió en el monto recaudado, el cual fue de unos R\$ 69,9 mil millones, lejos de los R\$ 106,5 mil millones previstos originalmente. Asimismo, debe señalarse que existió el riesgo de que todos campos quedasen vacíos de ofertas, lo cual se evitó con la presencia forzada de Petrobras que se hizo con el 100% de Itapu y el 90% de Búzios, cuyo 10% restante fue compartido en partes iguales por CNOOC y CNODC (Brandalise y Barifouse, 2019).

Pese a esta accidentada trayectoria, es de destacar que hacia abril de 2020 el Pré-sal representaba cerca del 70% de la producción de hidrocarburos de Brasil, con casi 2,6 millones de BEP diarios.⁶ En esa línea, debe decirse que si bien la pandemia de COVID-19 afectó los niveles

⁴ Datos tomados de <http://rodadas.anp.gov.br/pt/partilha-de-producao/2-rodada-de-partilha-de-producao-pre-sal/pagina-especial-2-e-3-rodadas-do-pre-sal>

⁵ Datos tomados de <https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/contratos-de-partilha-e-unitizacao/contratos-de-partilha>

⁶ Datos tomados de <http://www.anp.gov.br/noticias/5779-pre-sal-ja-responde-por-quase-70-da-producao-nacional>

intermensuales de producción del *Pré-sal*, no desestimuló la tendencia general al crecimiento sostenido interanual (Nitahara, 2020).

A modo de conclusión

Como se observó en el presente texto, el panorama energético global se encuentra atravesado por dificultades de magnitud resultantes de la confluencia de factores tales como el cambio climático al cual contribuyen los combustibles fósiles, el progresivo agotamiento de éstos y el consecuente avance sobre convencionales de difícil recuperación como los del *Pré-sal* o de no convencionales como los de Vaca Muerta. Como también vimos, pese a esas dificultades estructurales, las políticas públicas de sus países tendieron a insistir en su explotación en nombre del autoabastecimiento y el desarrollo.

Sin embargo, la depresión económica mundial propiciada por la pandemia del COVID-19 (que implicó cotizaciones ridículas del WTI como los -U\$S 37,63 del 21 de abril) parece reforzar los argumentos que señalan la fragilidad que revisten las estructuras económicas principalmente ancladas en la exportación de *commodities*. Asimismo, los puntos oscuros de estos emprendimientos no solo poseen aristas económicas y técnicas sino también sociales y ambientales. Eso puede notarse en la incidencia que poseen para la expulsión de poblaciones (en algunos casos de asentamiento milenario como las comunidades mapuches de Neuquén), la destrucción de actividades productivas locales (como la pesca artesanal en Espíritu Santo) o la amenaza latente de incidentes como derrames en alta mar o el aumento de la actividad sísmica por causas antrópicas.

En suma, a través de las trayectorias de Vaca Muerta y el *Pré-sal*, sus avances y dificultades, quizás podrían verse no solo las contradicciones de un área particular de la industria energética, sino también del conjunto del sistema de acumulación sustentado en torno a los combustibles fósiles y su realidad en las periferias.

Anexo

Rol de Vaca Muerta en la producción de gas y petróleo en Argentina – Septiembre 2020	
Participación respecto del total nacional en gas natural	42% (52 Millones m3/día)
Participación respecto del total nacional en petróleo	25% (118 mil barriles/día)

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la Nación (www.argentina.gob.ar/economia/energia)

Principales empresas involucradas en la recuperación de gas no convencional de Vaca Muerta – Septiembre 2020	
YPF	32%
Tecpetrol	20,7%
Pampa	13,8%
Total	6,2%
CGC	5,7%
PAE	5,2%

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la Nación y Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES) (www.ejes.org.ar)

Principales empresas involucradas en la recuperación de petróleo no convencional de Vaca Muerta – Septiembre 2020	
YPF	45,3%
Shell	10,1%
Chevron	8,6%
Petronas	7,7%
PAE	5,3%
Vista Oil	4,8%

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la Nación y Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES)

Rol del Pré-sal en la producción de gas y petróleo en Brasil – Septiembre 2020	
Participación respecto del total nacional en gas natural	67,68% (84,605 MMm3/día)
Participación respecto del total nacional en petróleo	70,65% (2054 MMbbl/día)

Fuente: Elaboración propia en base a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (www.gov.br/anp/pt-br)

Distribución de empresas en las principales áreas en producción del Pré-sal – Septiembre 2020					
Área de desenvolvimiento de Mero		Entorno de Sapinhoá		Sudoeste de Tartaruga Verde	
Petrobras	40%	Petrobras	45%	Petrobras	100%
Total	20%	Shell	30%		
Shell	20%	Repsol Sinopec	25%		
CNOCC	10%				
CNPC	10%				

Fuente: Elaboración propia en base a Pré-sal Petróleo (www.presalpetroleo.gov.br)

REFERENCIAS

Bertinat, Pablo, D'Elia, Eduardo, OPSur, Ochandio, Roberto, Svampa, Maristella y Viale, Enrique (2014). *20 mitos y realidades del fracking*. Buenos Aires: Editorial El Colectivo.

BP (2019). *BP Statistical Review of World Energy 2019*. Londres: BP. Recuperado de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/>

[energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf)

Brandalise, Vitor y Barifouse, Rafael (6 de noviembre de 2019). Por que o leilão do pré-sal resultou no 'piorcenario' para o governo. *BBC News Brasil*. Consultado el 10 de julio de 2020. Recuperado de <https://www.bbc.com/portuguese/brasil-50323083>

- Campello, Moura (2018). Atores, interesses e diferentes concepções sobre as reservas do pré-sal brasileiro: comparando os marcos regulatórios de 2010 e 2016. *Oikos*, Río de Janeiro, 17 (3), 6-30.
- EIA (Energy Information Agency) (2013). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. Washington: EIA. Recuperado de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- IEA (International Energy Agency) (2019). *World Energy Outlook 2019*. París: IEA. Recuperado de <http://www.iea.org/weo>
- Junger, Clara, Meirelles, Daniela, Bernardes, Flávia, Melca, Fabíola, Loureiro, Beto y Calazans, Marcelo (2019). *As reservas do Pré-sal no Brasil: a nova fronteira da Shell*. Fase Espírito Santo: Espírito Santo.
- Klare, Michael (2012). *The race for what's left. The global scramble for the world's last resources*. New York: Metropolitan Books.
- Lahoud, Gustavo (2015). Geopolítica de la energía en el Siglo XXI. Acceso, control y seguridad. *Industrializar Argentina*, Buenos Aires, 27, 25-30.
- López Crespo, Facundo, García Zanotti, Gustavo y Kofman, Marco (2017), *Informe económico. Ganadores y perdedores en la Argentina de los hidrocarburos no convencionales*. Rosario y Buenos Aires: Taller ecologías y Observatorio Petrolero Sur en EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental).
- Martinez, Paulo y Colacios, Roger (2016). Pré-sal: Petróleo e políticas públicas no Brasil (2007-2016). *Fronteiras. Journal of Social, Technological and Environmental Science*, Brasil, 5 (1), 145-167.
- Nitahara, Akemi (2 de julio de 2020). Pandemia provoca caída en la producción de petróleo en mayo. *Agência Brasil*. Consultado el 15 de agosto de 2020. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/es/economia/noticia/2020-07/pandemia-provoca-caida-en-la-produccion-de-petroleo-en-mayo>
- PWC (2018). *Vaca Muerta: el futuro energético de Argentina*. Buenos Aires: PWC. Recuperado de <https://www.pwc.com.ar/es/publicaciones/assets/vaca-muerta-energia-argentina-e.pdf>
- Sauer, Ildo (2016). O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. En, Melfi, Adolpho Misi, Aroldo, Campos, Diogenes y Cordani, Umberto (compiladores). *Recursos Minerais no Brasil: problemas e desafios*, Rio de Janeiro: Academia Brasileira de Ciências, 316-330.
- Secretaría de Planeamiento Energético (2018). *Argentina Energy Plan –Guidelines-*. Houston: Secretaría de Planeamiento Energético. Recuperado de www.energia.gov.ar
- Serrani, Esteban y Barrera, Mariano (2018). Los efectos estructurales de la política

energética en la economía Argentina, 1989-2014. *Sociedad y Economía*, Colombia, 34, 121-142.

Terzaghi, Victoria y Del Pozzi, Matías (19 de septiembre de 2019). Ranking Vaca Muerta: cuáles son las principales petroleras. *Río Negro*. Consultado el 10 de julio

de 2020. Recuperado de <https://www.rionegro.com.ar/ranking-vaca-muerta-cuales-son-las-principales-petroleras-1113227/>

YPF (2013). *Acuerdo YPF-Chevron para el Desarrollo de Vaca Muerta*. Buenos Aires: YPF. Recuperado de <https://www.ypf.com/>

Dinámicas complejas de la geopolítica del gas en Sudamérica

Dinâmicas complexas da Geopolítica do Gás na América do Sul

Ana Lía Guerrero*

Palabras claves: gas, geopolítica de la energía, integración gasífera, territorio

Palavras-chave: gás, geopolítica energética, integração de gás, território

Introducción

El presente artículo propone analizar las dinámicas complejas que se producen en un escenario geopolítico y energético multipolar e interdependiente, pleno de incertidumbres, al que se suman conflictos geopolíticos actuales e históricos aún irresueltos entre los Estados de la Región Sudamericana, que obstaculizan el logro de la integración gasífera. En este marco, se aborda de forma integral e integrada el estudio de la Geopolítica de la energía a escala global y de la Geopolítica

* Departamento de Geografía y Turismo (DGyT) Universidad Nacional del Sur (UNS). Directora del Proyecto de Investigación "Geopolítica y Territorio. Territorialidades emergentes en la articulación local–global en América Latina", Universidad Nacional del Sur. Argentina. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. aguerrero@uns.edu.ar

del gas en la región, desde una visión multiescalar, multidimensional y territorial de la energía.

La perspectiva Geopolítica se caracteriza por un objeto de estudio dinámico e interdisciplinario que busca alcanzar una visión prospectiva de la realidad. Es otro modo de abordaje de la misma, se destacan sus aportes como modelo de análisis alternativo/complementario en estudios económicos y la consideración del Territorio como anclaje territorial y no sólo como enclave productivo pues allí existen, entre otros, recursos y actores como protagonistas principales (Guerrero,2016). En particular, desde la Geopolítica de la Energía “se procura analizar y comprender los conflictos que surgen en el uso de los recursos energéticos, en función de factores geográficos asociados a la disponibilidad para el desarrollo de rutas de transporte y la construcción de infraestructura, sumados a factores políticos y económicos”(Hutschenreuter, 2008, p. 3).

Desde el enfoque territorial, como sostiene Rubio Terrado (2018):

el territorio es complejo porque exhibe propiedades y comportamientos no evidentes a partir de la mera suma de sus componentes, en otras palabras, forma un mosaico en el que cada componente, aunque tiene características individuales, adquiere significación al integrarse en el todo. El territorio es complicado por la gran cantidad de elementos diversos que lo componen, lo que lleva a comprenderlo como algo intrincado. Es decir, aunque el carácter complejo del territorio se manifiesta en forma de complicación estructural, está ligado al carácter dinámico y no lineal de las relaciones entre sus componentes (p.239).

Así, la perspectiva territorial de la energía permite un análisis más integral al visibilizar como los procesos globalizadores imprimen nuevas lógicas en los espacios locales, nacionales o regionales - cargados de especificidades propias - que deben ser investigados a través de las articulaciones y complementariedad entre los mismos, que van más allá de los límites políticos administrativos establecidos (Guerrero,2016).

1. Cambios en la Geopolítica de la energía a escala global

En la actualidad, se está produciendo un cambio del paradigma energético puesto que se da un incremento simultáneo en dos fuentes de energía diferentes, con el desarrollo de tecnologías propias en cada una de ellas. Al contrario de lo que sucedió en otros momentos históricos, cuando la transición energética implicaba la transición de una economía con una fuente dominante de energía y su correspondiente tecnología a otra (Fouquet, 2012). El desarrollo simultáneo del gas (convencional y no convencional) y de las denominadas nuevas energías renovables o renovables no convencionales (eólica y solar), lleva a que el informe Bp 2019, la denomine como una “transición energética dual”.

Por un lado, se produce un incremento en la producción y consumo de gas procedente tanto de recursos no convencionales como *shale gas* y *tight gas* a través de la técnica de fractura hidráulica y pozos horizontales-*fracking*- liderado por Estados Unidos. También, la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas del presal, con desarrollo de tecnología propia liderado por Brasil. Ambos recursos generan un incremento de la oferta de hidrocarburos, con la particularidad, desde el punto de vista geopolítico, que se da en países no pertenecientes a la OPEP (Estados Unidos y Brasil), por lo tanto, no sujetos a sus decisiones y con mayor impacto en las relaciones de poder entre Estados.

Al frente de la producción de recursos no convencionales se encuentra Estados Unidos, con la doble disponibilidad de recursos y tecnología, sumado a la decisión política de explotarlos para asegurar su autoabastecimiento y seguridad energética. Las consecuencias económicas y geopolíticas de la explotación de estos recursos, en particular del *shale gas*, se reflejan en que Estados Unidos no solo alcanzó su autoabastecimiento gasífero, desplazando a Rusia del primer lugar histórico como productor de gas, sino también disminuyó su dependencia de la importación de gas natural licuado (GNL), desde Medio Oriente.

Por otro lado, junto al desarrollo de estos recursos, también se incrementa la producción y el uso de las denominadas nuevas energías renovables como la eólica y solar, a fin de mitigar el cambio climático y alcanzar un desarrollo sostenible para garantizar la equidad social y el bienestar a la sociedad en su conjunto. El incremento de las mismas estuvo liderado inicialmente por Alemania en Europa, pero en la actualidad fue desplazada por China que posee, no solo la tecnología para el desarrollo de estos recursos, sino también las materias primas como minerales de tierras raras y silicio que se utilizan para la construcción de molinos eólicos y paneles de energía solar. China posee más del 50% de los paneles solares y eólicos del mundo. Ambos recursos, renovables y no renovables, centran su importancia en la capacidad de transformarse en energía eléctrica para satisfacer diferentes necesidades de la sociedad.

En este contexto, el recurso gas natural se ha desarrollado a la sombra del petróleo, pero en la actualidad, frente a la necesidad de mitigar el cambio climático y la búsqueda de acelerar la transición energética, el gas adquiere mayor protagonismo y aparece –hasta tanto se desarrollen las energías renovables a gran escala- como el combustible “puente” por ser el hidrocarburo menos contaminante entre los combustibles fósiles y el de menor costo relativo en relación con el petróleo, favoreciendo procesos de descarbonización. Este crecimiento del consumo del gas lleva a que algunos autores denominen al siglo XXI como “la era dorada del gas”.

Otro cambio significativo en el mercado energético internacional se dio –además de la incorporación de nuevos recursos- por los avances tecnológicos en materia de transporte del gas natural. Se ampliaron las fronteras del mercado global de la energía con el incremento del transporte por vía marítima del GNL y se incorporaron nuevos mercados emergentes como la Región Sudamericana, donde el primer país en ingresar como importador fue la Argentina en el año 2008 (Guerrero, 2014). Cabe acotar que, a escala latinoamericana, Trinidad y Tobago, así como México, ya eran parte de este mercado, el primero como exportador y el segundo como importador de GNL.

Estos cambios producidos a escala global, con la explotación de los recursos no convencionales y la ampliación del mercado del GNL, generaron una redistribución de los flujos de energía del sistema energético en su conjunto y originaron consecuencias geopolíticas tales como: Medio Oriente pierde importancia en su relación con Estados Unidos y surgen cambios actuales y potenciales en la dirección de los flujos de energía (firma de acuerdos entre Rusia y China, en 2014 para la construcción de gasoductos de exportación y, Estados Unidos por primera vez en el año 2016, exporta GNL hacia Portugal compitiendo con Rusia en el espacio europeo).

Estas transformaciones en los mercados mundiales del gas, con diferentes características y alcances, permiten hablar dentro de la Geopolítica de la Energía en general, de una Nueva Geopolítica del Gas, en particular. Por una parte, algunas transformaciones tuvieron alcance global y estructural con efectos de largo y mediano plazo, mientras que otras fueron de naturaleza geopolítica con consecuencias más abruptas y disruptivas. Entre las primeras se destaca la ampliación del mercado del GNL con la aparición de nuevos consumidores y productores en países emergentes.

Entre las segundas, el rebrote del nacionalismo energético y el hecho más destacado, la denominada “revolución del *shale gas*” con centro en Estados Unidos. Esta afirmación se sustenta en el hecho que, a inicios del Siglo XXI en Estados Unidos, existían pedidos para la construcción de 47 plantas regasificadoras, como clara señal de las expectativas existentes en ese momento de una declinación de su producción gasífera y la proyección de una mayor dependencia del GNL (Medlock, 2012). Sin embargo, en 2019 las exportaciones de EE. UU¹ se duplicaron con la puesta en funcionamiento de nuevas centrales de licuefacción-ya no de regasificación-que emplean los recursos del *shale gas*.

El informe Bp2020 confirma esta tendencia y señala que del total de las exportaciones de gas natural (50,7%) fueron por gasoducto, mientras

¹ <https://datos.enerdata.net/gas-natural/gnl-comercio-mundial.html>

que las exportaciones de GNL representaron el (49,3%). Asimismo, casi el 70% (68,9%) de las importaciones corresponden al Asia/Pacífico. Como consecuencia de estos cambios se produjeron modificaciones en los precios del GNL y en los mercados que se caracterizaron por ser mercados regionales y no globales. En la actualidad, la caída de los precios de los hidrocarburos (gas y petróleo), en el marco de la pandemia del Covid-19, es producto de un mercado que se desacelera, junto a un aumento del número de competidores por la cuota de mercado de hidrocarburos, entre países pertenecientes a la OPEP y países ajenos a la misma, junto a la ampliación del mercado del GNL.

Según expresa Boussena (2020) la solución de las disputas por el precio del petróleo entre los países de la OPEP ampliada que incluye a Rusia, van entre una baja de precios con costos más baratos-que puede afrontar Arabia Saudita-y empuja los precios a un nivel “normal” entre los 20 a 25 dólares, frente a las necesidades del petróleo no convencional estadounidense que exige pisos de 40 a 50 dólares para ser rentables. Luego de la crisis del 21 de abril de 2020 cuando el barril de West Texas Intermediate (WTI) se intercambiaba a precio negativo: -37,63 dólares en el mercado a futuro los principales actores del mercado petrolero (Estados Unidos, Arabia Saudita, Rusia como principales oferentes y China como principal mercado consumidor) comprendieron que es preferible un mínimo de regulación, que dejar el mercado librado a una disputa sin reglas.

Una situación similar se da en el mercado del GNL, donde el precio spot de referencia de Asia en Japón-Corea (JKM) cayó en mayo de 2020, a un mínimo histórico, desde un promedio \$ 5.6 / MMBtu en 2019 a \$ 2.1 / MMBtu y el índice Henry Hub en Estados Unidos promedió \$ 1.8 / MMBtu en la misma fecha. Los nuevos precios bajos del gas reforzaron su posición competitiva y potenciaron el número de compradores con un aumento del 27% en el comercio de GNL en 2019. Sin embargo, hacia fines de diciembre de 2020, con previsiones de un invierno más frío y de mayor consumo en Asia, comenzaron a incrementarse (*Global gas report, 2020*).

Cabe destacar, desde una visión geoeconómica que acompaña a la mirada geopolítica, que los precios del GNL continúan dependiendo de distintos factores tales como: localización; estructura de los contratos (spot o largo plazo); tiempos de transporte; variaciones del clima (inviernos más o menos rigurosos) más que de balances globales. La variación de costos entre regiones depende de los parámetros que se toman para fijar su precio. Este contexto de variación de precios entre mercados regionales, hace que los desvíos de cargas de la cuenca atlántica hacia la cuenca pacífica -donde se pagan precios más elevados-sea una constante.

Sin embargo, a largo plazo, las diferencias de precio entre distintas zonas deberían tender hacia un mercado único con precios similares, independientemente del punto de entrega del gas. Si bien todavía existe incertidumbre en el corto plazo, las proyecciones y pronósticos actuales, enfatizan una tendencia a la baja en el mediano y largo plazo. Otra tendencia que llevaría a precios globales para el gas, se observa por la expansión en el uso del Marcador Japón-Corea (JKM), como un punto de referencia para el GNL entregado al norte de Asia, la región de mayor consumo de este combustible.

En este contexto, se puede hablar de una Nueva Geopolítica del Gas, en la cual se pueden identificar por lo menos cinco tendencias:

1. Uso del gas natural como combustible puente o de transición hasta tanto se desarrollen las energías renovables a mayor escala (avance dentro del proceso de descarbonización, sustitución de carbón por gas, menos contaminante).
2. Uso creciente del recurso gas natural-convencional y no convencional-. “Revolución del *shale gas*”, con centro en Estados Unidos (que logra su autoabastecimiento, fortalece su seguridad energética, disminuye su dependencia de Medio Oriente y compite en el mercado europeo con Rusia).
3. Ampliación del mercado del GNL con la incorporación de nuevos mercados emergentes como el sudamericano (importación y, en menor medida, exportación).

4. Disminución de la vulnerabilidad de los países que no poseen este recurso y pueden comprarlo, a precios bajos en el mercado global (2020), con menor inversión en infraestructura y con diversidad de oferentes.
5. Tendencia en el mercado del GNL a pasar de mercados regionales a mercados globales, con “precios globales para el gas”.

2. Cambios en la Geopolítica del gas a escala regional sudamericana

El análisis desde diversos contextos escalares, tiene implicaciones estratégicas ya que, considerar sólo una de ella significaría perder de vista el carácter dinámico y complejo del territorio como una totalidad. Por ello, luego de esta breve contextualización a escala global se analiza en particular la escala regional sudamericana, como espacio geopolítico de análisis y su inserción en el contexto global, arena de conflicto, en la cual se despliegan las acciones tomadas por los Estados para lograr el abastecimiento fluido de gas en la Región Sudamericana.

El enfoque propuesto por la Geopolítica de la Energía supone visibilizar el carácter espacial de los procesos, así como entender que la construcción del territorio es producto de decisiones y acciones tomadas por actores sociales situados a diferentes escalas. En esta trama, es preciso comprender desde el enfoque territorial, que la energía es generadora de territorialidades multiescalares, asociadas a la localización del recurso, pero también a su circulación y disponibilidad. En este sentido, Raffestin (2013, p.74 citado por Checa 2014, p.2) sostiene que el “poder del Estado se manifiesta en el territorio a través de una serie de aparatos complejos” algunos tangibles, entendidos aquí como la infraestructura energética de base para el desarrollo gasífero, así como también por componentes intangibles, tales como la decisión política de localización de determinadas actividades productivas o de uso de determinados recursos.

La región presenta características particulares desde la perspectiva de la Geopolítica de la Energía: la más destacada es que posee abundancia de diversas fuentes de energía renovables y no renovables; gasoductos construidos y numerosos tratados firmados entre los países de la región a fin de alcanzar la integración gasífera. Esta afirmación acerca de la abundancia de reservas de hidrocarburos en la Región Sudamericana se apoya en tres grandes descubrimientos que podrían asegurar el autoabastecimiento regional, ellos son: a) los descubrimientos en aguas profundas y ultraprofundas del presal -en 2008 -posicionan a Brasil no sólo como un país que logro su autoabastecimiento energético sino también como un país superavitario en recursos energéticos; b) la certificación de reservas de petróleo de Venezuela en el año 2010 (en muchos casos asociada con yacimientos de gas) que la coloca en primer lugar -en relación con el volumen de sus reservas de petróleo - por encima de Arabia Saudita, con presencia de gas asociado y además cuenta con las mayores reservas de gas convencional de la región, no utilizadas aún, que pueden incrementarse con la exploración y explotación del recurso gas en el mar territorial; c) en el año 2013, se suma también el reconocimiento que la segunda reserva de *shale gas* y la cuarta de *shale oil*, a escala global, se encuentran en -Vaca Muerta- Argentina. Además, la región cuenta con reservas de gas en Bolivia y Perú (Camisea), ambas con potencialidad para incrementarse en el mediano plazo a partir de tareas de exploración y explotación.

En relación con la infraestructura energética, su situación se refleja en la Iniciativa para la Integración Regional Sudamericana IIRSA/COSIPLAN, que bajo el discurso de la “integración”, además de planificar y promover la red de infraestructura y energía en Sudamérica, se apoya en estrategias de financiamiento, inversión, cambios y/o adecuación de los marcos legales a partir de acciones impuestas por actores globales con poder de decisión en el espacio regional y nacional, que muchas veces favorecen la consolidación de corredores de “integración” como reflejo de las relaciones transescalares de poder, que facilitan la extracción de recursos a partir de la construcción de infraestructura, como base para el desarrollo.

Desde el punto de vista de la Geopolítica de la Energía, otros factores que inciden en el proceso además de los recursos, son los cambios políticos y económicos producidos en las primeras décadas del siglo XXI. En el caso de Sudamérica, existe incertidumbre en relación con su impacto en el desarrollo de la infraestructura energética ya que implica inversiones de largo plazo. Como sostienen Sanahuja y Comini (2018), desde los años 2000 la región ha estado atravesada por profundas diferencias entre los gobiernos progresistas y neodesarrollistas o atlánticos y los liberal-conservadores o pacíficos. Esa fractura, presente en las relaciones entre países y en el interior de cada uno de ellos, también expresa visiones divergentes sobre las decisiones de inversión en infraestructura y sobre las políticas energéticas en la región, lo cual constituye un obstáculo a los procesos de integración energética en general y gasífera en particular.

Otro elemento clave para la Geopolítica de la energía es el transporte. En ese sentido, frente a la toma de decisiones de abastecimiento que realizan los gobiernos, se debe conocer también, desde una perspectiva territorial de la energía, las consecuencias territoriales del modo de transporte del recurso gas. Se observa por una parte que, en el transporte mediante gasoductos se generan flujos fijos de gas, conectados a través de infraestructura física (gasoductos), dándole un anclaje territorial, reforzado por la firma de acuerdos bilaterales de largo plazo, que fortalecen las relaciones espacializadas de poder entre Estados y refuerzan la integración gasífera regional (Guerrero, 2016). Es el caso de los gasoductos existentes entre Argentina-Chile; Bolivia-Argentina y Bolivia-Brasil.

Por otra parte, en relación con las consecuencias territoriales de los cambios en el transporte y circulación del gas, la tendencia creciente al consumo de GNL, transportado por vía marítima, provoca que ya no sea necesario poseer el recurso para producirlo porque se lo puede traer desde cualquier lugar del mundo. Ello implica que el recurso se desterritorializa, además, se firman contratos de corto plazo para la compra del GNL que flexibilizan las relaciones entre países y se establecen relaciones con múltiples proveedores dispersos en el mundo. De este modo, desde la Geopolítica de la energía, se favorecen procesos de

fragmentación territorial que llevan a la inserción de la Región Sudamericana en el mercado global de la energía, con una mayor dependencia del mercado externo y simultáneamente, la alejan del logro de la integración gasífera regional (Guerrero,2016).

Sin embargo, desde una mirada realista, la existencia de contratos y de gasoductos construidos no asegura el cumplimiento de los mismos; ni la existencia de grandes reservas implica la llegada de inversiones para su explotación en países inestables, tanto desde el punto de vista político como económico, más aún en contextos de precios bajos de los hidrocarburos. En consecuencia, por problemas de falta de inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos, se produce una disminución de la producción y se generan conflictos de abastecimiento, con incumplimiento de contratos.

Un breve repaso de la trayectoria histórica del territorio, en relación con el uso del recurso gas en la Región Sudamericana, permite comprender algunas decisiones tomadas a esta escala que obstaculizan el logro de la integración gasífera en la actualidad. En el año 2004 surgen conflictos por el abastecimiento de gas entre Chile y la Argentina, quien prioriza su mercado interno. Aparece como una cuestión, coyuntural y bilateral que luego toma carácter estructural y regional, cuando en la búsqueda de soluciones, se incorporan inicialmente Perú y luego Bolivia.

Resurgen entonces conflictos geopolíticos históricos aún irresueltos que derivan de la Guerra del Pacífico (1879) donde participaron Chile, Perú y Bolivia que perdió su salida al mar. A estos se suman conflictos geopolíticos actuales por la delimitación del mar territorial entre Chile y Perú y reclamos de Bolivia a Chile ante La Haya por su salida al mar. En consecuencia, estos conflictos geopolíticos aún irresueltos, inciden en las decisiones actuales de abastecimiento de gas de los gobiernos, que podrían favorecer la integración gasífera y asegurar el autoabastecimiento regional.

Además, entre los años 2006 y 2007, Venezuela y Brasil se incorporan como alternativas de abastecimiento regional a partir del intento de

creación del Gran Gasoducto del Sur que enlazaría, Venezuela, Brasil, Uruguay y Argentina. Este nunca llegó a concretarse por su inviabilidad en aspectos técnicos, económicos, jurídicos y ambientales.

El año 2008, marca un punto de quiebre entre la búsqueda de solución a través de la construcción de nuevos gasoductos y la alternativa de incorporarse al mercado global de GNL, transportado por vía marítima. Al no encontrar solución a los problemas de abastecimiento de gas en la región por: conflictos geopolíticos aún irresueltos, escasez de reservas o decisiones políticas de suministro, varios países de la región optan por esta nueva alternativa. Así, se incrementa la llegada de barcos metaneros, la instalación de plantas regasificadoras en tierra en Chile; instalación de Barcasas de regasificación en Argentina y Brasil y la instalación de una planta de licuefacción en Perú, con la particularidad que no exporta a la región. Asimismo, este año coincide con el momento de la crisis económica global que afectó principalmente a los países desarrollados, llevó a una disminución de las importaciones de GNL en Europa y la búsqueda de nuevos mercados importadores para esa producción.

La Región Sudamericana, por su potencialidad en cuanto a disponibilidad de variedad de reservas -probadas y recuperables- genera interés a actores globales no tradicionales como en la región como China, Rusia e Irán junto al resurgimiento del interés de Estados Unidos. Ello genera una fragmentación hacia el interior de la región a partir de acuerdos bilaterales con estos países relacionados con cuestiones energéticas (préstamos, infraestructura, exportación) y una integración hacia afuera a través de la inserción en el mercado global del GNL, que la aleja del autoabastecimiento energético. De este modo, se entremezclan cuestiones energéticas y geopolíticas dónde contrastan nuevos procesos de integración política y económica, junto a conflictos internos crecientes que generan inestabilidad y fragmentación regional.

Esta breve revisión de la trayectoria histórica de la Región Sudamericana permite comprender que, si bien a escala global el espacio se organiza en función de las lógicas dominantes y es ajeno a las particularidades regionales, se torna evidente la necesidad de una perspectiva geopolítica

sudamericana para comprender las acciones tomadas por los Estados a escala regional, así como las causas de esas decisiones.

3. ¿Cuáles serían las consecuencias geopolíticas de un precio global del GNL?

Este último interrogante surge del hecho de reconocer que, en la actualidad, el gas natural licuado representa casi el 50% del comercio mundial de gas natural por vía marítima. Los últimos informes de diferentes organismos confirman estas tendencias. La Agencia Internacional de Energía (AIE) señala que la demanda global de gas natural disminuirá un 4 % en 2020, pero pronostican que la mayor parte del crecimiento posterior a 2021 tendrá lugar en Asia, liderado por China e India, donde el gas se beneficia de un fuerte apoyo político. Se espera que el GNL siga siendo el principal impulsor del crecimiento del comercio mundial de gas, pero enfrenta el riesgo de un exceso de capacidad prolongado, ya que la acumulación de nueva capacidad de exportación, a partir de decisiones de inversión pasadas, supera el crecimiento de la demanda más lento de lo esperado debido a la pandemia. El informe *Global Gas Report 2020* publicado por la *International Gas Union* (IGU), coinciden con el diagnóstico de la AIE y resalta la oportunidad de crecimiento en particular del GNL donde las importaciones alcanzaron los 482 MMm³ en 2019, un 13% más que en 2018.

Estos datos muestran como la globalización llegó a un mercado que se caracterizaba por ser regional, abastecido por gasoductos con infraestructura que lo fijaba al territorio. A futuro el flujo de GNL será más frecuente, global y flexible, sumado al incremento de inversiones en infraestructura, considerando que el número de terminales de licuefacción y regasificación no deja de crecer en todo el mundo. De este modo, se favorece la convergencia de los precios a nivel internacional y como consecuencia las fluctuaciones en la producción o la demanda ya no afectarán solo a los precios a nivel regional, sino también a escala global.

Desde el punto de vista geopolítico, a escala global, el GNL transportado por vía marítima, tiene un efecto directo sobre la seguridad energética y beneficia a países: que no cuentan con reservas de gas natural; que tienen yacimientos maduros con producción en declinación; que se encuentran a grandes distancias de las zonas de extracción o de gasoductos; que necesitan el recurso para cubrir aumentos de la demanda en una determinada época del año. Además, si esta alternativa se suma a gasoductos existentes, permite la diversificación de los proveedores, evitando depender exclusivamente de un país.

Desde el punto de vista geopolítico a escala Región Sudamericana, la incorporación al mercado global del GNL produce impactos positivos a escala nacional con una menor dependencia de la Argentina y Brasil del gas de Bolivia y, menor dependencia de Chile del gas argentino. Sin embargo, como región se incrementa la dependencia de actores extra-regionales y, por lo tanto, se debilita la integración gasífera, así como la posibilidad de alcanzar el autoabastecimiento gasífero regional sudamericano, considerando la complementariedad entre diferentes países de la región, a pesar de la existencia de importantes reservas, infraestructura física construida (gasoductos) y contratos firmados de largo plazo, en definitiva, se pierde seguridad energética.

Reflexiones finales

Las complejas dinámicas que se producen en la Región Sudamericana en relación con la Geopolítica del gas, se comprenden integrando los aportes de ambos enfoques. Desde la Geopolítica de la Energía, se analizó el origen de los conflictos en el uso del gas; su búsqueda de solución a través de cambios en el medio de transporte y construcción de infraestructura, así como, identificando los factores políticos y económicos que contextualizaron estos cambios, a fin de garantizar la seguridad energética a los países consumidores al diversificar los proveedores. Desde el enfoque territorial, al analizar la trayectoria histórica del territorio se visibilizó como afloran comportamientos no evidentes a partir de la mera suma de sus componentes (reservas de gas, contratos firmados,

gasoductos construidos) y como cada uno, aunque tiene características individuales, adquiere significación al integrarse en el todo (trayectoria histórica del territorio, conflictos geopolíticos históricos y actuales irresueltos, cambios del contexto político y económico regional y global).

Además, desde un enfoque geoeconómico, se pudo observar cómo, los cambios en el mercado del GNL, avanzan hacia la formación de mercados globales, y no solo regionales, como es actualmente el mercado del gas, dependiente de precios regionales y, cuáles serían sus impactos geopolíticos. Queda claro entonces como el carácter complejo del territorio emerge ligado al carácter dinámico y no lineal de las relaciones entre sus componentes.

Como consecuencia de estos cambios, se produce una reconfiguración geográfica de la circulación del GNL a escala global y regional a través de la conformación de nuevas redes de distribución y circulación de la energía. Estos mercados a escala global, se reproducen y refuerzan de manera constante y creciente, sin embargo, se observa como falencia que no se realizan intercambios de GNL dentro del mercado regional sudamericano, mientras que crecen, cada vez más, las importaciones.

A modo de reflexión final, este artículo pone en diálogo las tensiones entre política, economía y energía, atravesadas por cuestiones geopolíticas e ideológicas, que buscan articularse en este momento histórico según los cambios de contextos nacionales e internacionales. Así, el principal desafío que enfrenta la región es buscar objetivos comunes de largo plazo -dinámicos y flexibles- que consoliden la integración gasífera a través de políticas energéticas de alcance regional que le otorguen competitividad. Potencialmente, la abundancia de reservas del recurso gas le permitiría asegurar no solo el autoabastecimiento y garantizar la seguridad energética regional, sino también posicionarse como futura oferente de energía a escala global.

REFERENCIAS

- Agencia Internacional de Energía (AIE) Report Gas 2020. Extraído el 5 de diciembre de 2020 desde <https://www.iea.org/reports/gas-2020>
- Bp Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition. Extraído el 5 de diciembre de 2020 desde <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Boussena, Sadek (2020). Cartografías. Coordenadas de un mundo que cambia. *La nueva realidad petrolera*. Extraído el 22 de septiembre de 2020 desde <https://www.eldiplo.org/notas-web/la-nueva-realidad-petrolera/>
- Checa-Artasu, Martín (2014). *Geografía, poder y petróleo en México*. Algunos ejemplos. XIII Coloquio Internacional de Geocrítica. El control del espacio y los espacios de control. Barcelona 5-10 de mayo de 2014. Extraído el 14 de junio de 2020 desde <http://www.ub.edu/geocrit/coloquio2014/Martin%20M%20Checa.pdf>
- Fouquet, Roger (2012). Past and prospective energy transitions: insights from history. *Energy Policy* 50,1-7.
- Global Gas Report (2020), International Gas Union (IGU). Extraído el 25 de octubre de 2020 desde <https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2020/>
- Guerrero, Ana Lía del Valle (2014) El gas natural licuado y su impacto en la circulación de la energía. Análisis multiescalar. Transporte y Territorio 11, 5-32. Extraído el 5 de diciembre de 2020 desde <http://revistas-cientificas.filo.uba.ar/index.php/rtt/article/view/653/632>
- Guerrero, Ana Lía del Valle (2016). *Nueva Geopolítica de la energía en la Región Sudamericana. Actores, tendencias y conflictos en la industria del gas*. Tesis Doctorado en Geografía, no publicada. Bahía Blanca, Argentina. Universidad Nacional del Sur, Departamento de Geografía y Turismo, 396 pp. Extraído el 10 de julio de 2020 desde <http://repositoriodigital.uns.edu.ar/bitstream/123456789/2944/1/Tesis%20Doctoral%20Guerrero.pdf>
- Hutschenreuter, Alberto (2008). *Las compuertas geopolíticas del siglo XX*. En: Working paper 04. Programa Geopolítica, Buenos Aires: Centro Argentino de Estudios Internacionales. Extraído el 12 de marzo de 2020 desde <http://www.caei.com.ar/working-paper/las-compuertas-geopol%C3%ADticas-del-siglo-xx>
- Medlock, Kenneth (2012). U.S. LNG Exports: Truth and Consequence. Houston, Texas, James A. Baker III Institute for Public Policy. Rice University.
- Rubio Terrado, Pascual (2018). Aplicación de las teorías de la complejidad a la

comprensión del territorio. *Estudios Geográficos*, LXXIX, 284,237-265.Extraído el 15 agosto de 2020 desde https://www.researchgate.net/publication/326568522_Aplicacion_de_las_teorias_de_la_complejidad_a_la_comprension_del_territorio

Sanahuaja José Antonio y Comini Nicolás (2018). Las nuevas derechas latinoamericanas frente a una globalización en crisis. *Nueva Sociedad*, 275, 32-46. Extraído el 20 de agosto de 2020 desde <https://nuso.org/articulo/las-nuevas-derechas-latinoamericanas-frente-globalizacion-en-crisis/>

Las sombras de la exportación del GNL en el Perú

As sombras da exportação de GNL no Peru

Humberto Campodónico Sánchez*
César Carrera Vásquez**

Palabras clave: Hidrocarburos, Perú, exportaciones GNL, precios netback

Palavras-chave: Hidrocarbonetos, Peru, exportações de GNL, preços netback

Introducción

En este artículo tratamos la exportación de Gas Natural Licuado (GNL) del Perú, que comenzó en el 2010. El pionero de la exportación en América Latina y el Caribe fue Trinidad y Tobago, que comenzó en el 2004. Hace dos años se sumó Argentina, con cantidades bastante menores.

* Magíster en Economía. Catedrático de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Perú. Co-coordinador del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. hcampodonicos@unmsm.edu.pe

** Economista. Ministerio de Educación del Perú. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable. cesarcarrera16@gmail.com

El artículo describe y analiza las características de la compleja estructura contractual que da origen a la exportación del GNL a través de buques metaneros. Cabe señalar que, a diferencia del petróleo, no existe un solo precio internacional para el GNL. En la medida que los precios a pagar por el gas son aquellos que rigen en el destino final, existen diferentes metodologías para el cálculo de precios lo que, a su vez, determina los ingresos económicos que reciben los diferentes actores.

En particular, se analiza la fórmula *netback* que forma parte de muchos contratos de exportación, en la cual el precio a pagar en boca de pozo es el resultado del precio final de venta, al cual se le restan todos los costos intermedios. En el caso de Perú la fórmula *netback*, negociada sin transparencia, otorgó un valor excesivo a los costos intermedios, lo que resultó en bajos ingresos para los productores. También se analiza el contrato de exportación entre el agente comercializador del gas peruano para la exportación (el *offtaker*) y el gobierno de México, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En México rige el precio marcador del gas natural en EEUU, el Henry Hub (en adelante HH).

La conjunción de ambos contratos, en un contexto de enorme caída del HH desde el 2008-2009, debido al boom de producción del gas esquisto (*shale gas*) en EEUU, ha causado cuantiosas pérdidas al Estado, debido a un menor cobro de regalías y, también, del impuesto a la renta de las empresas que participan en la exportación.

Finalmente, en el artículo se calcula la distribución de la renta bruta resultante de la exportación del GNL, entre los cuatro entes participantes en el proceso: la empresa productora, la empresa productora del GNL, el comercializador exclusivo (*offtaker*) y el Estado peruano.

1. Conformación de los consorcios y contratos para la exportación del gas

El gas de Camisea (Región Cusco) se descubrió en los años 80, pero el contrato de explotación del Lote 88, con reservas de gas natural de 8.12

Tera pies cúbicos (TPC) se firmó recién en el 2000, llegando a Lima en el 2004. Su explotación está a cargo del Consorcio Camisea (CC), formado por Pluspetrol (Argentina, 27.2%), HuntOil (EEUU (25.2%), Repsol (España, 10%), SK (Corea del Sur, 17.6%), Sonatrach (Argelia, 10%) y Tecpetrol (Italia-Argentina, 10%). En el 2004, el mismo CC firmó el contrato del Lote 56, aledaño al Lote 88, con reservas de 2.75TPC¹.

El CC produce el gas para el mercado interno desde el Lote 88, mientras que el gas para la exportación proviene del Lote 56. Desde que comenzó la producción para el mercado interno (agosto del 2004), el consumo creció rápidamente, llegando a 600 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el 2019. La exportación comenzó en el 2010, destinándose de 500 a 600 mmpcd, muy similar al consumo interno. Debido a las exportaciones de GNL, existe una demanda insatisfecha de las empresas peruanas.

El CC produce el gas, pero no lo exporta. En el 2003, se constituyó una empresa distinta, llamada Perú LNG (algunos socios están en el CC). Los socios son: HuntOil (EE.UU., 50%), SKEnergy (Corea del Sur, 20%), Repsol (España, 20%; en el 2014 Shell sustituyó a Repsol) y Marubeni LNG (Japón, 10%).

La inversión de Perú LNG para producir GNL en la costa central (Cañete), tuvo un contrato de inversión con el Estado, que le otorgó garantías jurídicas e incentivos tributarios. La inversión fue de US\$3,800 millones: US\$ 2,300 millones para la planta de procesamiento y terminal marítimo, US\$ 700 millones para el gasoducto de 408 Km desde Camisea a la costa, US\$ 500 millones para el financiamiento y US\$ 300 millones para la operación.

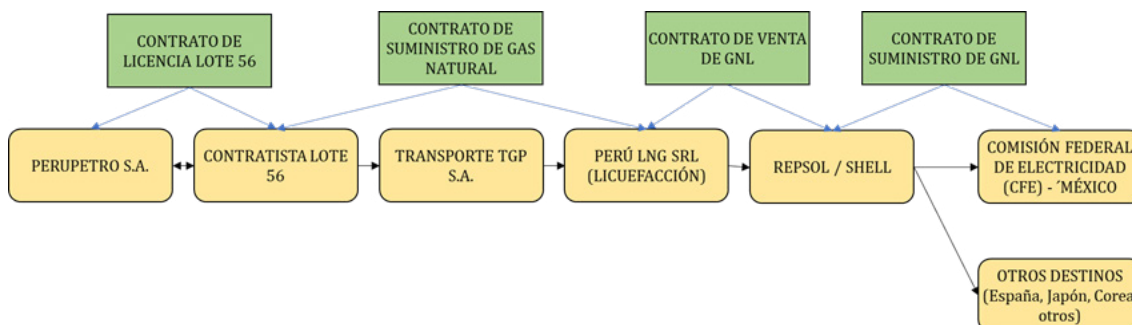
Mención especial merece la trama de los cuatro contratos firmados entre el 2004 y el 2007 para la exportación de gas²:

¹ Según el BP Statistical Review del 2006, a fines del 2005 las mayores reservas de gas estaban en Venezuela (152 TPC). Más atrás estaba Bolivia (26.1), Trinidad y Tobago (19.2), Argentina (17.8), Perú (11.5), Brasil (10.9) y Colombia (4.0).

² Para un análisis detallado de estos contratos, véase Humberto Campodónico, "El gran fraude de la exportación del gas", en DESCO, Perú Hoy, Lima, julio 2018. <https://www.desco.org.pe/sin-paradero-final-serie-peru-hoy-n%C2%BA-33-julio-2018>

1. Contrato de Licencia para la explotación del gas del Lote 56. Los firmantes fueron el ente negociador del Estado peruano (Perupetro S.A.) y el CC.
2. El segundo contrato (2006) tuvo como objetivo concretar la venta de gas del CC del Lote 56 a Perú LNG.
3. El tercer contrato se firmó en el 2006 entre Perú LNG y el *off-taker*, agente comercializador exclusivo para la exportación de GNL. El *off-taker* fue Repsol hasta el 2014, año en que vende sus derechos a Shell.
4. Contrato firmado en el 2007, por Repsol y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México para la venta de 2.73 TPC en 15 años. Repsol venderá el gas a la Terminal de Regasificación de Manzanillo (costa occidental) de la CFE al 91% del precio HH.
5. El excedente de gas que obtenga Repsol de la producción del Lote 56 –y que no se venda en México– podrá ser vendido a otros destinos en el mercado *spot* (arbitraje).

Gráfico 1. Principales contratos en la exportación de gas natural licuado peruano



Fuente: Perupetro. <https://www.perupetro.com.pe/>

Se aprecia que:

- Perupetro S.A., ente estatal negociador, solo participa de manera directa en el contrato de la licencia. De su lado, el Estado

participa en el contrato con Perú LNG otorgando garantías jurídicas e incentivos.

- No hay participación de Petroperú, la petrolera estatal, en ningún segmento de la cadena de valor.
- No existe ninguna participación del gobierno ni de Perupetro en el contrato N° 3, ya que es un contrato entre empresas privadas.
- En el contrato #4, entre Repsol y la CFE no hubo intervención del gobierno ni de Perupetro, lo cual lesiona la soberanía nacional.

Estos contratos entre privados son posibles porque la Ley de Hidrocarburos, Ley 26221 de 1993 (Artículo 10), otorga al Licenciario, luego del pago de una regalía, la propiedad de los hidrocarburos extraídos. Por tanto, el licenciario decide, a su libre albedrío, el destino de la molécula del hidrocarburo. Hasta hoy, el Estado no conoce el contenido del contrato firmado entre Repsol y la CFE.

El contrato con la CFE no tuvo una cláusula de indexación del precio del gas natural al de un sustituto equivalente en petróleo, lo que es de uso común pues otorga un equilibrio contractual que permite proteger los intereses económicos de los vendedores y de los compradores ante una eventual baja o alza desmesurada de los precios del gas³. La falta de esta cláusula determinó ingentes pérdidas para el Estado peruano, como veremos más adelante.

2. La metodología de la fórmula netback

Los contratos de compra-venta del petróleo y sus derivados tienen un precio claramente establecido en el mercado internacional. Pero no sucede lo mismo con los precios del gas natural, sobre todo del GNL.

³ Ver: Campodónico, Humberto. «Exportación de gas: contratos privados, pérdidas públicas». *cristaldemira.com*, Lima, 15 de agosto del 2016. En: goo.gl/NPC4p5

En muchos casos, como en Perú y Trinidad y Tobago, se utiliza la metodología *netback*. Para determinar el precio en boca de pozo que se paga al productor, se toma en cuenta el precio de venta final, al cual se le descuentan los costos incurridos en el proceso. Entre ellos tenemos: el costo de la regasificación en el destino final, el costo de transporte entre el puerto de embarque en Perú (Cañete) y el puerto de destino en México (Manzanillo), el costo de licuefacción en la planta de Perú LNG, y el costo de transporte de gas por el gasoducto de Camisea a Cañete.

Por tanto, es clave que el *netback* se calcule con transparencia y refleje los costos reales. Si estuvieran “inflados”, se perjudica al productor, pues recibirá un menor precio en boca de pozo; y también al Estado, que recibirá una menor regalía y menor impuesto a la renta.

En el Perú, ha habido una serie de irregularidades, debido a las tres fórmulas que determinan: 1) el precio final de venta del gas, 2) el monto de los costos que se deben considerar (fórmula *netback*), y, 3) el precio a considerar para el cálculo de la regalía a pagar al Estado.

Comencemos por la fórmula *netback* para el Lote 56, negociada en el 2004. Dichos costos no fueron revelados en esa fecha, pero diversas publicaciones oficiales los dieron a conocer. Así, en el 2012, el Organismo Supervisor de Inversiones en Energía y Minería (OSINERGMIN), publicó los diferentes costos de la fórmula *netback* calculados por ellos (ver Gráfico 2).

En la primera columna se muestran los precios de venta desde Perú hasta el destino final: Japón, España, Corea del Sur y México. En Asia se pagaba el mejor precio, en España un precio intermedio y en México los precios eran menores. Esto tiene que ver con la distancia y las necesidades de demanda. Nótese que el precio HH que se paga en México (US\$ 3.12/por millón de BTU) es solo el 20% de lo que se paga en Asia y el 33% de lo que se paga en España.

Gráfico 2. Cálculo del precio en boca de pozo por diferentes destinos de exportación a través de la regla netback (US\$/Mmbtu).

	Precio de Venta	Costo de regasificación	Costo de embarcación	Costo de licuefacción	Costo de transporte	Precio en boca de pozo	Suma de costos
Japón	15.3	0.35	1.80	0.86	0.99	11.3	4.00
España	10.7	0.35	0.80	0.86	0.99	7.7	3.00
Corea del Sur	15.9	0.35	1.80	0.86	0.99	11.9	4.00
México	3.12	0.30	0.70	0.90	0.99	0.23	2.89

Fuente: Oficina de Estudios Económicos (OEE). «Situación de las exportaciones de gas natural licuado del Perú». *Reporte de Análisis Económico Sectorial. Sector gas natural, año 1, n.º 1*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), 2012, pp.9-13.

En la sexta columna vemos el precio en boca de pozo, al cual se llega después de descontar todos los costos incurridos entre los dos extremos. Estos son los siguientes:

1. Columna 5: costo de US\$ 0.99/Mmbtu por transporte en gasoducto desde el lote 56 de Camisea hasta la planta de licuefacción de Perú LNG en Cañete.
2. Columna 4: costo de US\$ 0.86/Mmbtu por el proceso de licuefacción de Perú LNG. Este proceso transforma al gas en líquido (lo licuefacta), reduciendo en 600 veces el volumen a transportar.
3. Columna 3: costo de embarcación (transporte) del GNL. El costo más caro corresponde a Japón y Corea del Sur, mientras el más bajo es a México.
4. Columna 2: costo de US\$ 0.35/Mmbtu por regasificación en el destino final. Con este proceso el GNL recupera su estado gaseoso natural.

Se aprecia que la mayoría de los costos *netback* son similares en los diferentes destinos. La excepción es el transporte. La fórmula *netback* total

(suma de las columnas 2, 3, 4 y 5) es US\$ 4.00Mmbtu para Japón y Corea del Sur, y US\$2.89/Mmbtu para México.

3. Los precios según el contrato N° 4 de Camisea

Así, se esperaría que el precio en boca de pozo para la exportación debiera basarse en los costos *netback* arriba señalados. Pero el contrato firmado en el 2004 no desagregó los diferentes costos intermedios (transporte, regasificación, licuefacción), sino que da una sola cifra total para el *netback*, la misma que varía de acuerdo a los precios finales de venta. Y esa cifra total es mucho mayor a aquella que considera Osinergmin.

De acuerdo con el contrato N° 4, firmado en el 2006 (basado en el contrato del 2004), Perú LNG compra el gas natural del lote 56 del CC, a un precio acordado entre las partes mediante el llamado Gas Supply Agreement (GSA), el mismo que se sintetiza en el Cuadro N° 1.

En la columna 1, se aprecian los Valores de Referencia (VR) del gas en el mercado de destino final, desde US\$ 2 hasta US\$ 10/Mmbtu. Estos VR, o precios, son reportados por publicaciones especializadas, a partir de las cotizaciones diarias en los distintos mercados.

En la columna 2 vemos los Precios de Contrato (PC), es decir, el precio al cual Perú LNG adquirirá el gas del lote 56 del CC: equivale al precio en boca de pozo y debiera calcularse restándole al VR los costos incurridos de acuerdo a la fórmula *netback* que hemos analizado. Pero no es esto lo que sucede, ya que los PC están muy por debajo de lo que deberían, ya que se utiliza una fórmula *netback* que incrementa los costos verdaderamente incurridos y, por tanto, disminuye el valor de los PC.

Cuadro 1. Valores de referencia, precios del contrato, netback arbitrario, netback «verdadero» y nuevo PC (en US\$ por Mmbtu)

Valores de Referencia, Precios del Contato, Netback arbitrario, Netback "verdadero" y Nuevo PC (en dólares por MMBTU)				
1	2	3 (1 - 2)	4	5 (1 - 4)
Valor de Referencia	Precio del Contrato	Netback arbitrario	Netback "Verdadero"	Nuevo PC
2	0.06	1.94		
2.5	0.09	2.41		
3	0.12	2.88	2.88	0.12
3.5	0.15	3.35	2.88	0.62
4	0.159	3.841	2.88	1.12
4.5	0.243	4.257	2.88	1.62
5	0.514	4.486	2.88	2.12
5.5	0.796	4.704	2.88	2.62
6	1.104	4.896	2.88	3.12
6.5	1.413	5.087	2.88	3.62
7	1.722	5.278	2.88	4.12
7.5	2.03	5.47	2.88	4.62
8	2.339	5.661	2.88	5.12
8.5	2.648	5.852	2.88	5.62
9	2.956	6.044	2.88	6.12
9.5	3.265	6.235	2.88	6.62
10	3.574	6.426	2.88	7.12

Fuente: Contrato del lote 56 y cálculos de elaboración propia.

Para explicar este aumento desmesurado de los costos de la fórmula *netback* oficial, hemos elaborado las columnas 3, 4 y 5. En la columna 3, hemos calculado los costos intermedios de la fórmula *netback* de los contratos firmados entre el CC y Perú LNG. En la columna 4, hemos calculado la fórmula *netback* que llamamos «verdadera»—en este caso los costos de la exportación a México consignados en el Gráfico 1—pues está directamente relacionada con los costos reales ya analizados. En la columna 5 están nuestros cálculos sobre lo que debió ser el PC y que llamamos «nuevo PC».

Puede apreciarse que el PC de la columna 2 es muy inferior al de la columna 5 y por lo tanto va a determinar que la regalía pagada al Estado sea mucho menor, ya que se va a calcular a partir del PC de la columna 2 y no del PC de la columna 5.

Esto se debe a que los valores del PC de la columna 2 se establecen de manera arbitraria y no a partir de los costos reales (Gráfico 1). Por ejemplo, si se tratara de la exportación a México, la fórmula *netback* debería ser siempre US\$ 2.89/Mmbtu. Y si la exportación fuera a Japón, entonces la fórmula *netback* debiera ser siempre US\$ 4/Mmbtu.

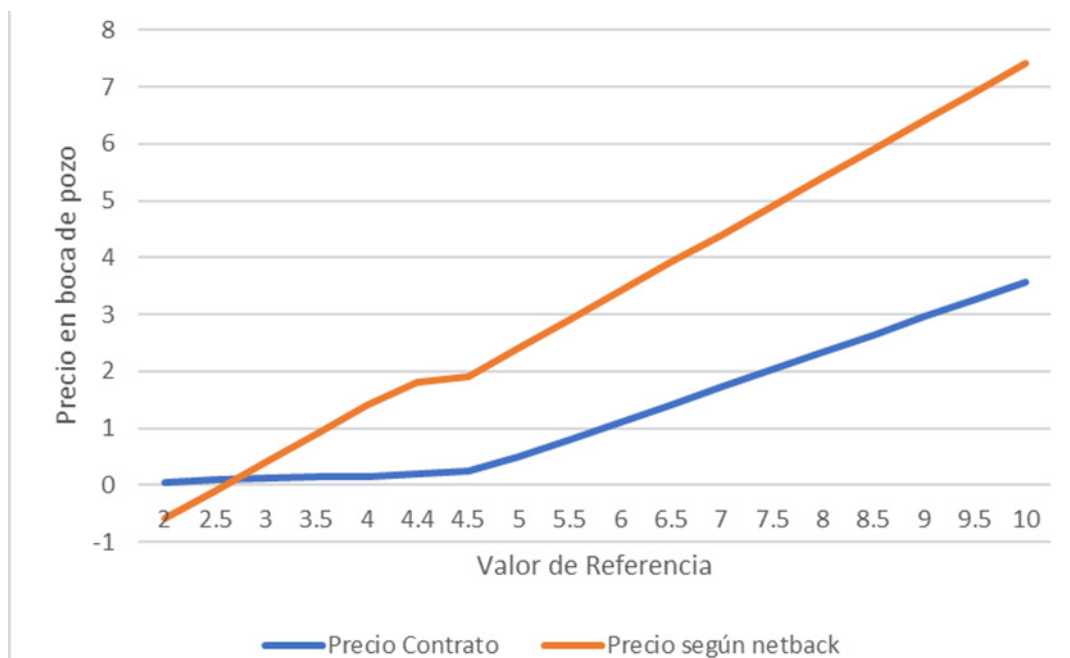
Aquí vienen los problemas. En el cuadro No 1 se establece una fórmula *netback* que nada tiene que ver con los costos reales incurridos. Por ejemplo, cuando el VR es US\$ 5/Mmbtu, el PC (columna 2) es 0.514/Mmbtu, lo que proviene del hecho de que la fórmula *netback* del contrato se ha elevado hasta US\$ 4.486/Mmbtu (columna 3), mientras que la fórmula *netback* «verdadera» es solo US\$ 2.88. Corolario: la fórmula *netback* se ha aumentado en US\$ 1.6/Mmbtu. Es por eso, que al *netback* de la columna 3 lo llamamos «*netback* arbitrario».

La diferencia es aún mayor cuando el VR es US\$ 10/Mmbtu: el PC del contrato es US\$ 3.574/Mmbtu (columna 2), cuando debiera ser US\$ 7.12/Mmbtu (columna 5). La diferencia es del 100%, tal como se aprecia.

En conclusión, ahora lo que prima son valores arbitrarios que perjudican al Estado, porque la regalía se va a calcular sobre un precio más bajo. Como la negociación del *netback* no fue transparente, no se conoce por qué se consideraron esos valores arbitrarios.

Es por ello que (ver Gráfico 3) a medida que aumentan los precios (Valor de Referencia), aumenta también el PC que se paga por el gas en boca de pozo (línea azul). Pero este aumento esconde el hecho siguiente: si se hubiera tomado en cuenta los costos reales (y no los costos arbitrarios), el PC hubiera sido mucho mayor (línea naranja). Esto es clave, ya que mientras mayor sea la valorización del gas natural en boca de pozo, las regalías también serán mayores.

Gráfico 3. Comparación precio en boca de pozo según precio de contrato (CP) vs. Regla del netback (valores en US\$ /Mmbtu).



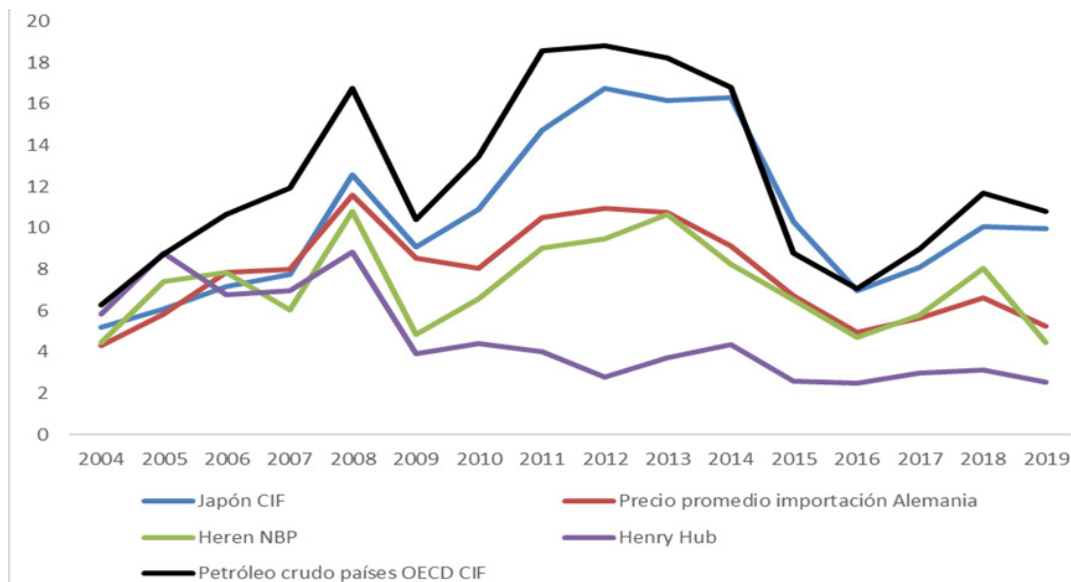
Fuente: Contrato del lote 56 y cálculos de elaboración propia.

Recuadro #1: Estructura mundial de precios del gas natural, shale gas y precios Henry Hub desacoplados.

Un problema que agrava los efectos del *netback* arbitrario es la estructura del mercado mundial de precios del gas natural. A diferencia del petróleo, que tiene precios marcadores que rigen a escala mundial (WTI y Brent), eso no existe en el gas natural: cada mercado (Alemania, Japón, NBP Reino Unido) tiene sus propios precios.

Dicho esto, los precios del gas natural en los diferentes mercados siguen, aunque con cierto rezago, los precios del petróleo, lo que se puede apreciar en el Gráfico 4 (ver precio del petróleo). Pero en el 2008, se produce un desacople entre el HH de EE.UU. y los precios del petróleo. No sucede lo mismo con los demás mercados del gas, que siguen acoplados al petróleo.

Gráfico 4. Precios de Gas Natural y Petróleo Crudo (valores en US\$ /Mmbtu)



Fuente: bp, *Statistical Review of World Energy 2020*. Elaboración propia.

El desacople del HH con el petróleo se produce en el 2008 debido al “boom” de la producción del gas natural no convencional (*shale gas*) en EE.UU. El enorme aumento de la oferta “tira al suelo” los precios HH, que se sitúan entre 2 a 3 dólares por MmBTU. Pero eso no sucedió con los demás marcadores. Se puede apreciar que, entre el 2010 y el 2015, la diferencia de los precios alcanza valores superiores a US\$ 10/MmBTU.

En el 2015, comienza la caída del precio internacional del petróleo como expresión del fin del súper ciclo de altos precios de los *commodities*. Recordemos que los precios de los minerales comenzaron su caída varios años antes (desde el año 2013). Esa caída de precios del petróleo determina, a su vez, el descenso de los marcadores del gas en Japón y Europa (ver otra vez Gráfico # 3). Debe subrayarse, sin embargo, que los precios del HH, incluso después del 2015, continuaron siendo significativamente menores que los europeos y asiáticos.

Esto trajo efectos negativos para las exportaciones de gas peruano a México, que se rigen por el HH, precio pactado en el 2007 por el *offtaker* Repsol con la CFE de México. Las pérdidas hubieran podido ser mayores si las exportaciones de GNL a México hubieran comenzado en el 2010, primer año de exportación. Esto no sucedió porque el Terminal de Manzanillo sufrió demoras en su construcción. Las exportaciones a Manzanillo aumentaron paulatinamente desde el 2012.

Además, el contrato con la CFE no consideró indexación alguna a combustibles sustitutos, lo que hubiera permitido la venta a mayores precios. Eso sí sucedió con los contratos negociados por el gobierno de Bolivia con los gobiernos de Brasil y Argentina, que sí tienen cláusulas de indexación. Notemos, además, que la “guerra del gas” del 2003 en Bolivia impidió que el gas fuera al mercado mexicano.

Este hecho subraya la importancia de la participación del Estado en los contratos de exportación de los recursos naturales. Lo que no sucede en el Perú porque se considera que los hidrocarburos son *commodities*.

4. Perjuicio al Estado por el cobro de menores regalías

Hemos realizado una estimación de la diferencia entre las regalías que hubiera cobrado el Estado si el precio en boca de pozo hubiera seguido la fórmula del *netback* verdadero. En la columna «Regalías *netback* arbitrario» del cuadro N° 2 se encuentran los montos efectivamente recaudados, de acuerdo con el *netback* arbitrario. Esos montos tienen un fuerte descenso a partir del año 2013 hasta el 2016 debido a la baja del HH, lo que se agrava con el *netback* arbitrario. En total, desde el 2011 al 2017, el Estado recibió regalías por US\$ 1,042 millones.

En la columna «Regalías *netback* verdadero» hemos calculado, a partir de la data de los embarques de Perupetro, los montos que se hubieran recaudado con el *netback* verdadero, es decir, considerando los verdaderos costos de transporte, licuefacción y transporte marítimo.

En total, desde el 2011 al 2019, se estima que el Estado peruano debió recibir US\$ 2,376 millones, pero solo recibió US\$ 1,386 millones, estimándose una pérdida para el Estado peruano de US\$ 990 millones en ese periodo.

Cuadro 2. Regalías cobradas vs. regalías netback «verdadero» (en US\$)

Año	Regalía netback “arbitrario”	Regalía netback “verdadero”
2011	281,891,085	512,551,746
2012	274,541,844	497,843,080
2013	264,691,877	482,467,247
2014	109,420,691	205,961,824
2015	35,855,306	76,063,231
2016	53,867,387	100,551,404
2017	100,273,719	222,851,504
2018	200,337,925	216,803,534
2019	65,379,848	61,192,736
Total general	1,386,259,681	2,376,286,307

Fuente: Perupetro (columna 1) y elaboración propia (columna 2).

Debemos subrayar un hecho importante, pero que no podemos desarrollar en este artículo. Desde el 2011, Repsol comenzó a reexportar el gas a mercados con precios más altos que México, pero sin comunicarlo al gobierno peruano. Esto determinó un arbitraje en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI). El 2015 el laudo del CIADI le dio la razón al Perú y el CC debió devolver US\$ 62 millones en regalías no pagadas al Estado⁴.

5. Distribución de los ingresos del GLN exportado

Realizamos un análisis de los ingresos brutos que perciben los actores que participan en la exportación del GNL en el periodo 2010- 2018: a) el CC, que extrae y vende el gas natural del Lote 56; b) Perú LNG, productor del GNL; c) Repsol/Shell, el único *off-taker*; d) el Estado, que recibe regalías por el gas exportado⁵.

⁴ Ver: Campodónico, Humberto. «Lecciones del triunfo de Perupetro en el CIADI». *cristaldemira.com*, Lima, 15 de junio del 2015. En: goo.gl/xDgE5b

⁵ Los supuestos para la estimación del reparto de ingresos brutos son: Repsol tiene un contrato *takeorpay* con Perú LNG. Se asume que Repsol/Shell venden el gas al precio del Valor Marcador. El ingreso bruto de Shell es igual al valor final de venta del gas en el mercado de destino. Asimismo, se asume que pagaron por el gas lo que Perú LNG registra como ingresos en sus

Los resultados nos dicen que los ingresos totales tienen grandes fluctuaciones, lo que marca, de un lado, la volatilidad de los precios y, de otro, la entrada del *shale gas* (ver Cuadro # 3). Del 2011 al 2013, se producen los ingresos más altos, pues el *offtaker* puede vender a los mercados europeos y asiáticos, ya que el Terminal de Manzanillo todavía no ha entrado en funcionamiento. La mayor caída sucede entre el 2014 y el 2016, periodo en que las exportaciones a México aumentan (rigen los precios del HH) y caen los precios del petróleo, con lo cual caen también los precios de los marcadores de gas en Europa y Asia. En el 2017 y 2018 los ingresos vuelven a aumentar -las exportaciones ya no se dirigen a México- pero están lejos de los ingresos del periodo 2011-2013.

Cuadro N° 3. Reparto de Ingresos Brutos de la exportación de GNL en Perú (miles de US\$).

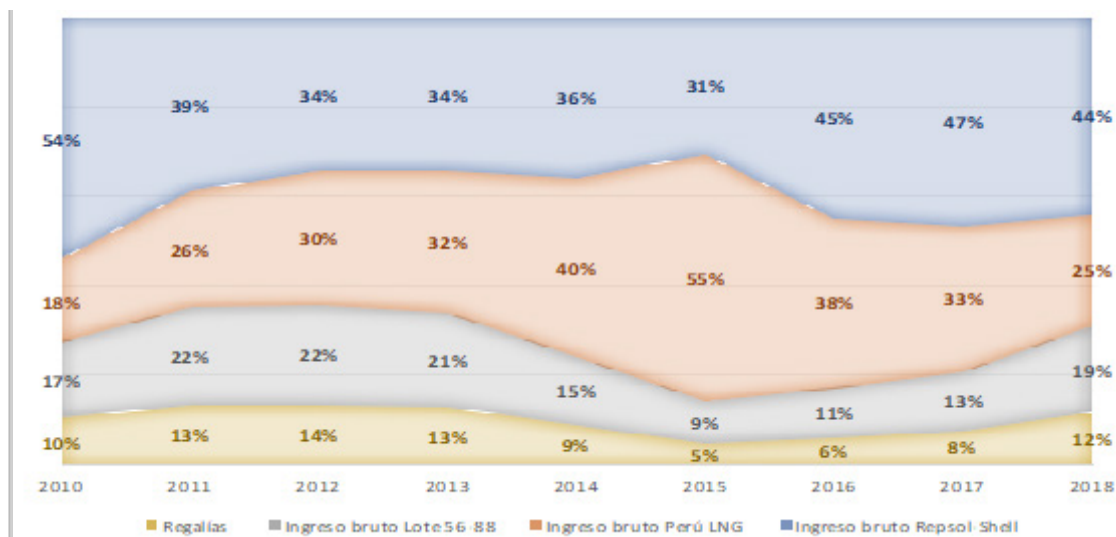
Reparto de ingresos brutos de la exportación de GNL en Perú (miles de US\$)					
Años	Repsol-Shell	Perú LNG	Lote 56	Regalías	Total
2010	342,394	116,393	106,530	65,290	630,607
2011	817,446	540,996	459,906	281,891	2,100,239
2012	700,156	610,854	447,940	274,542	2,033,492
2013	709,244	653,401	432,288	264,692	2,059,625
2014	443,865	490,780	188,666	109,421	1,232,731
2015	228,961	410,239	69,760	35,855	744,816
2016	407,642	344,688	102,407	53,867	908,604
2017	597,068	417,580	167,901	100,274	1,282,823
2018	752,118	427,479	326,868	200,338	1,706,803

Fuente: Perupetro, PERU LNG. Elaboración Propia.

En cuanto a los ingresos de los actores, el *offtaker* obtiene participaciones de 40% en promedio en el periodo 2010-2018 (ver Gráfico 5). Claramente, el *offtaker*, que solo participa en la comercialización, es el actor que recibe la mayor parte de los ingresos brutos. Luego viene Peru LNG, recibiendo en promedio el 33% de los Ingresos Brutos. En los últimos años, las utilidades de Peru LNG han disminuido, dificultando el pago de los préstamos en que incurrió para financiar su inversión.

Estados Financieros (EEFF) anuales. Se asume que la totalidad de ingresos de Perú LNG proviene de la venta de GNL a Repsol/Shell, considerándose lo declarado en sus EEFF anuales. Se puede estimar los costos del gas natural en base al *contract price*, especificado como Precio a Utilizar en los datos de embarques de GNL publicados por Perupetro. Los ingresos del Lote 56 están publicados en los datos de embarque de Perupetro. El Estado peruano obtiene como ingresos las regalías cobradas por Perupetro.

Gráfico 5. Reparto de Ingresos Brutos 2010–2018 (%).



Fuente: Perupetro, Perú LNG. Elaboración propia.

El CC, productor del gas, recibe en promedio el 20% de los ingresos brutos. En varios años, sus ingresos han sido muy bajos debido a la fórmula de cálculo del PC y del Precio de Contrato. El precio de venta del gas en el mercado interno es, en la mayoría del periodo analizado, superior al precio que recibe de Peru LNG.

El Estado se ubica en último lugar. Ha recibido ingresos por regalías equivalentes, en promedio, al 10% de los ingresos brutos de las exportaciones.

Conclusiones

Un problema central es que el Perú no tiene un Plan Energético de Mediano y Largo Plazo (PEMLP) que determine y proyecte su matriz energética. Esa nueva matriz debe definirse a partir de sus recursos (hídricos, petróleo y gas natural, así como la energía eólica, solar y la biomasa) para determinar planes e incentivos para su explotación y uso futuro, incorporando los compromisos asumidos en la COP 2015 de París. El Estado no decide el destino de sus recursos naturales. El Estado está

ausente pues la Ley transfiere el derecho de propiedad de los Hidrocarburos extraídos al Contratista.

La exportación del gas del Lote 56 se ha realizado a partir de cambios irregulares en las leyes, así como en la promulgación de una legislación *ad-hoc* que permite contratos entre privados.

La metodología *netback* toma en cuenta costos arbitrarios y no los costos realmente incurridos, lo que perjudica al productor y al Estado, en beneficio, sobre todo, del *offtaker*.

El “boom” del *shale gas* en EEUU hizo descender al precio HH, que también rige en México, lo que afectó directamente las exportaciones de GNL del Perú. El contrato firmado entre Repsol y la CFE fijó el precio del gas en el 91% del precio HH y no contempló la indexación a combustibles sustitutos. El Estado no participó en la negociación de este contrato.

Del 2011 al 2019, el Estado tuvo una pérdida de US\$990 millones por el menor cobro de regalías debido a la fórmula *netback* y a la no indexación del precio del gas exportado a combustibles sustitutos.

Los ingresos por las exportaciones del GNL han favorecido sobre todo al *offtaker*, que ha obtenido el 40% en promedio de los ingresos brutos. El Estado solo recibió el 10% de los ingresos brutos. La regalía que se paga por el gas en el mercado interno ha sido, en varios años, ampliamente superior a la regalía de exportación.

La exportación de GNL estuvo fuertemente cuestionada en las elecciones generales del 2016, pero el nuevo gobierno no hizo modificación alguna al contrato vigente. La exportación de GNL será un tema álgido hacia las elecciones generales de abril del 2021 en el Perú.

REFERENCIAS

- British Petroleum (2006): *Statistical Review of World Energy 2006*, en www.bp.com
- British Petroleum (2020): *Statistical Review of World Energy 2020*, en www.bp.com
- Campodónico, Humberto (2016): *Exportación de gas: contratos privados, pérdidas públicas*, www.cristaldemira.com Lima, agosto. Ver en <https://goo.gl/NPC4p5>
- Campodónico, Humberto (2015): *Lecciones del triunfo de Perupetro en el CIADI*, cristaldemira.com, Lima, junio. Ver en: <https://goo.gl/xDgESb>
- Campodónico, Humberto (2018): *El gran fraude de la exportación del gas*, en DESCO, Perú Hoy, Lima, julio. Ver en: <https://www.desco.org.pe/sin-paradero-final-serie-peru-hoy-n%C2%BA-33-julio-2018>
- CFE, Comisión Federal de Electricidad de México (2007): *Contrato de Servicio de Suministro de Gas Natural Licuado para la Zona de Manzanillo, Colima*, realizado entre la CFE y Repsol Comercializadora de Gas, setiembre, México.
- Derecho, Ambiente y Recursos Naturales, DAR (2012): *El Proyecto de Exportación PERU LNG y la gobernanza energética nacional*, Lima, diciembre. Ver en dar.org.pe/archivos/publicacion/peru_lng_final.pdf
- Peru LNG (2018): *Senior Notes Offering*, Ver en: www.links.sgx.com
- Perupetro (2006): *Contrato del lote 56 con el Consorcio Camisea*, en www.perupetro.com.pe
- Perupetro (2016): *Estado de las actividades de exploración y explotación de lotes petroleros*, en <https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/0d-0b08fd-f2ae-489b-a7cccc504c369214/Estado+de+las+actividades+de+E%26E+de+Lotes+Petroleros+y+Exportaci%C3%B3n+del+Gas+Natural-Comisi%C3%B3n+Energ%C3%ADa+y+Minas.pdf?MOD=AJPERES>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2012): *Situación de las exportaciones de gas natural licuado del Perú*, Osinergmin, Oficina de Estudios Económicos, en Reporte de Análisis Económico Sectorial, Sector gas natural, año 1, # 1, Lima.

Grupo de Trabajo CLACSO 2019-2021

Energía y desarrollo sustentable

www.clacso.org/energia-y-desarrollo-sustentable

Presentación

La relación entre la explotación de recursos naturales y las estrategias de desarrollo económico en América Latina y el Caribe ha sido largamente problematizada por las Ciencias Sociales desde hace más de medio siglo. Es que la producción y consumo de energía es inescindible del crecimiento de cualquier economía y está íntimamente relacionada con la industrialización y el incremento de la productividad, pero también con el bienestar social de la población.

En el marco de las transformaciones globales alrededor del pico de demanda fósil, la presión por promover las fuentes de energía renovables y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para combatir las consecuencias del cambio climático, incluso en un contexto de gasificación de la matriz energética global que está transformando las relaciones geopolíticas internacionales a gran velocidad, este GT pretende estudiar la particularidad de las políticas energéticas adoptadas en América Latina y el Caribe y los efectos que tuvieron para comprender los patrones de desarrollo vigentes en la región y sus principales obstáculos.

De esta manera, serán tenidas en cuenta problemáticas históricas como la seguridad del abastecimiento y el acceso a la energía; la generación de rentas privadas y la captación por parte del Estado; los impactos socio-ambientales de la producción y consumo de energía; el rol de las empresas estatales y de la inversión extranjera directa; el despliegue de capacidades industriales endógenas y la dependencia tecnológica. Asimismo, a nivel regional es ineludible incluir a la energía como motor de numerosos proyectos de integración bilateral y multilateral. Por último, se debe señalar la ascendente influencia que la agenda del cambio climático tiene sobre la política sectorial.

Principales líneas de acción

- Reuniones de trabajo con el fin de abrir el intercambio y favorecer el desarrollo de investigaciones y análisis en perspectiva comparada y con incidencia.
- Publicaciones con los resultados de las investigaciones desarrolladas en diversos formatos.
- Eventos públicos de diálogo y debate sobre las temáticas relevantes para la región en el marco de la agenda global.
- Reuniones de intercambio y análisis con decisores de política pública y/o con referentes de organizaciones sociales.

Coordinadora/es

- Esteban Serrani. CONICET. IDAES-UNSAM. Argentina
- Nora Estela Fernandez Mora. Facultad de Ciencias Humanas, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Ecuador
- Humberto Campodónico. Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo-DESCO. Perú

Integrantes

Argentina

1. Mariano Barrera. CONICET. FLACSO. CIFRA.
marianoabarrera@gmail.com
2. Esteban Serrani. CONICET. IDAES. Universidad Nacional de San Martín (UNSAM)
eserrani@gmail.com
3. Ignacio Sabbatella. CONICET. IIGG/Universidad de Buenos Aires (UBA). Investigador asociado a FLACSO.
ignaciosabbatella@yahoo.com.ar
4. Marina Recalde. CONICET. Fundación Bariloche.
myrecalde@gmail.com
5. Eliana Canafoglia. Incihusa - CONICET.
ecanafoglia@mendoza-conicet.gob.ar
6. Antonella Boris Pringles. Facultad de Ciencias políticas y Sociales. Universidad Nacional de Cuyo (UNC).
antonellaborispringles@gmail.com
7. Guido Perrone. Departamento de Economía y Administración. Universidad de Quilmes (UNQ).
guidoperrone@gmail.com
8. Diego Perez Roig. CEIL/CONICET.
dperezroig@gmail.com
9. María Eugenia Ortiz. Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe - IEALC. Universidad de Buenos Aires (UBA).
ortizm.eugenia@outlook.com
10. Débora Ascencio. CITRA. Universidad Metropolitana para la Educación y el Trabajo (UMET).
deborascencio@gmail.com

11. Lara Berten. Instituto de Estudios Sociales en Contextos de Desigualdades. Universidad Nacional de J.C. Paz (UNPAZ).
larabersten@gmail.com
12. Cecilia Graschinsky. CONICET. Instituto de Estudios Sociales en Contextos de Desigualdades. Universidad Nacional de J.C. Paz (UNPAZ).
cecigras@gmail.com
13. Carina Guzowski. Departamento de Economía. Universidad Nacional del Sur.
guzowskicarina@gmail.com
14. Maria Florencia Zabaloy. Departamento de Economía. Universidad Nacional del Sur.
florenciazabaloy@gmail.com
15. María Teresa Verónica Culós. Universidad de Cuyo.
veronica.culs@gmail.com
16. Bruno Fornillo. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
bmfornillo@gmail.com
17. Ariel Slipak. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
aslipak@gmail.com
18. Gustavo Romeo. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
gustavo.d.romeo@gmail.com
19. Jonatan Nuñez. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
jonatan.a.nunez@gmail.com
20. Martin Kazimierski. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
martin.kazimierski@gmail.com

21. Melisa Argento. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
melisargento@gmail.com
22. Florencia Puente. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
florenciapuente@gmail.com
23. Martina Gamba. -Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe – Universidad de Buenos Aires (IEALC/UBA).
martinagamba.mg@gmail.com
24. Andrea Calderón (FAMAF – UNC). Facultad de Matemática, Astronomía, Física y Computación. Universidad Nacional de Córdoba.
acalderon@famaf.unc.edu.ar
25. Ana Lía Guerrero. Universidad Nacional del Sur.
analiaguerrero06@gmail.com
26. Diego di Risio. Global Gas & Oil Network.
Diegodr@gmail.com
27. Leandro Navarro. CONICET. IDAES-UNSAM.
leandronavarro.ln@gmail.com

Bolivia

28. Pablo Poveda. Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA).
ppoveda@cedla.org

Brasil

29. Thauan Santos. Escola de Guerra Naval .
santos.thauan@gmail.com

30. Felipe Botelho Tavares. Grupo de Economía da Energia, Instituto de Economía. Universidad Federal de Rio de Janeiro.
botelhow@gmail.com
31. Lira Luz Benitez Lazaro. Prolam, Univesidad de Sao Pablo (USP)
32. Luan Santos. Universidad Federal de Rio de Janeiro.
santosluan.br@gmail.com
33. Igor Fuser. Universidade Federal do ABC (UFABC).
igorfuser@gmail.com
34. William Nozaki. Fundação Escola De Sociologia E Política De São Paulo.
william.nozaki@gmail.com
35. Giorgio Romano Schutte. Universidade Federal do ABC (UFABC).
Giorgio.
romano.schutte@gmail.com
36. Debora Werner. Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
deborahwernerippur@gmail.com
37. Andrea Lampis. Instituto de Energia e Ambiente. Universidad de San Pablo (USP).
alampis@usp.br
38. Raiana SchirmerSoares. Instituto de Energia e Ambiente. Universidad de San Pablo (USP).
raianaschirmer@usp.br
39. Rafael Almeida Ferreira Abrão. Universidade Federal do ABC (UFABC).
rafael.abrao@ufabc.edu.br
40. Cássio Cardoso Carvalho. Universidade Federal do ABC (UFABC).
cassiosbc@gmail.com

Chile

41. Cesar Yáñez. Universidad de Valparaíso.
cesar.yanez@uv.cl
42. Danae Araceli Núñez Calderón. Universidad de Valparaíso.
danae.nunez@alumnos.uv.cl
43. Pablo Lazo Torres. Facultad de Administración y Economía. Universidad de Santiago.
lazo.pablo11@gmail.com
44. Rodrigo Jiliberto Herrera. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile.
rjiliberto@taugroup.com
45. Valentina Quijana Lazcano. Universidad de Valparaíso.
Valentina.quijada@alumnos.uv.cl
46. Vanesa Castro Osorio. Universidad de Valparaíso.
vanesa.castroosorio@gmail.com
47. Stefano Palestini. Instituto de Ciencias Políticas. Universidad Católica de Chile.
Stefano.palestini@uc.cl

Colombia

48. Oscar Hernández Carvajal. Escuela de Ciencias Sociales Artes y Humanidades. Universidad Nacional Abierta y a Distancia (EC-SAH-UNAD).
oscarhc24@gmail.com
49. Nelson Latorre Arias. Escuela de Ciencias Sociales Artes y Humanidades. Universidad Nacional Abierta y a Distancia (EC-SAH-UNAD).
nelson.latorre@unad.edu.co
50. Luis Reina Bermúdez. Escuela de Ciencias Sociales Artes y Humanidades. Universidad Nacional Abierta y a Distancia

(ECSAH-UNAD).
luis.reina@unad.edu.co

51. Diego Molano. Escuela de Ciencias Sociales Artes y Humanidades. Universidad Nacional Abierta y a Distancia (ECSAH-UNAD).

Costa Rica

52. Lenin Mondol López. Instituto de Investigaciones Sociales - IIS. Universidad de Costa Rica.
mondollenin@gmail.com

Cuba

53. Elaine Valton Legrá. Instituto Superior de Relaciones Internacionales “Raúl Roa García” – ISRI.
elainevalt19@gmail.com

Ecuador

54. Nora Estela Fernandez Mora. Facultad de Ciencias Humanas, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Ecuador
norafernandezm@gmail.com
55. Andrés Mideros Mora. Facultad de Ciencias Humanas. Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE).
andresmideros@gmail.com
56. Aileen Silva. Facultad de Ciencias Humanas. Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE).
aileensilva2000@gmail.com

España

57. Martin Garrigo Lepe. Departament de Història i Institucions Econòmiques. Universidad de Barcelona.
martin.garrido.lepe@gmail.com
58. Sofia Jarrin. Facultad de Ciencias Políticas y Sociología. Universidad Complutense de Madrid.
sofajarrin@gmail.com
59. Clara García. Fac. CC. Económicas y Empresariales. Universidad Complutense de Madrid.
clgarcia@ucm.es
60. Rafael Fernández Sanchez. Fac. CC. Económicas y Empresariales. Universidad Complutense de Madrid.
rafernan@ucm.es

México

61. Oscar Ugarteche. Observatorio Económico de América Latina (OBELA). Instituto de Investigaciones Económicas. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
ougarteche@gmail.com
62. Armando Negrete. Observatorio Económico de América Latina (OBELA). Instituto de Investigaciones Económicas. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
negrete.f.armando@gmail.com
63. Carlos De León Trejo. Observatorio Económico de América Latina (OBELA). Instituto de Investigaciones Económicas. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
carlos.deleon.trejo@gmail.com
64. Arturo Martínez. Observatorio Económico de América Latina (OBELA). Instituto de Investigaciones Económicas. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
martinezparedes1202@gmail.com

65. Alicia Puyana. FLACSO-México.
Alicia.puyana@gmail.com
66. Isabel Rodríguez Peña. Universidad Anahuac México.
Isabel.rodriguezp@anahuac.mx
67. Mónica Santilla Vera. Universidad Anahuac México.
monica.santillanve@anahuac.mx
68. Jonathan García Olicon. FLACSO México.
jolicon@outlook.com
69. Francisco Martínez Hernández. Universidad Anahuac México.
Fmartinezh17@gmail.com
70. Lilia García Manrique. FLACSO México – Universidad de Sussex.
lilia.garcia.manrique@gmail.com
71. David Bonilla Vargas. Instituto de Investigaciones Económicas.
Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
oxondb@gmail.com
72. Daniel Sandoval. División Ciencias Sociales y Humanidades. Uni-
versidad Autónoma Metropolitana, Unidad Cuajimalpa (UAM-C).
danielscervantes@gmail.com

Nicaragua

73. María Félix Estrada. Instituto Nicaragüense de Investigaciones y
Estudios Tributarios (INIET).
mafe.amapola.alonso@gmail.com

Paraguay

74. Cecilia Vuyk. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
cecivuyk@gmail.com

75. Andrés Nicolás Bartrina Najmanovich. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
andresnicolasbn@hotmail.com
76. Lis García. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
lisg31@gmail.com
77. Guillermo Achucarro. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
guillermo.achucarro@gmail.com
Sara Costa. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
samacoga@gmail.com

Perú

78. Humberto Campodónico. Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo (DESCO).
hcampodonicos@unmsm.edu.pe
79. Antonio Zambrano Allende. Movimiento Ciudadano frente al Cambio Climático (MOCICC) de Perú.
azambrano83@gmail.com
80. Ariela Ruiz-Caro. Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo (DESCO).
arielaruizcaro@gmail.com
81. Cesar Carrara. Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo (DESCO).
cesarcarrera16@gmail.com

Uruguay

82. Javier Taks. Universidad de la República (UDELAR).
javier.taks@gmail.com
83. Reto Bertoni. Universidad de la República (UDELAR).
reto.bertoni@gmail.com

84. Pablo Messina. Universidad de la República (UDELAR).
elauti@gmail.com

Venezuela

85. Marx Gómez. Centro de Estudios de la Ciencia. Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC).
mjgl1189@gmail.com

Boletín del Grupo de Trabajo
Energía y desarrollo sustentable

Número **3** · Febrero 2021