



#5

Abril 2021

Energía y desarrollo sustentable

**Regímenes
de fomento
a los hidrocarburos
y biocombustibles**

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



PARTICIPAN EN ESTE NÚMERO

Guido Perrone
Diego Pérez Roig
Nora Fernández Mora
Andrés Mideros Mora
María Eugenia Ortiz
Antonella Boris

Energía y desarrollo sustentable : regímenes de fomento a los hidrocarburos y biocombustibles / Guido Agustin Perrone... [et al.] ; coordinación general de Nora Estela Fernández Mora ; Humberto Campodónico ; Esteban Serrani ; editado por Humberto Campodónico... [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 978-987-722-893-9

1. Energía. 2. Desarrollo Sustentable. I. Perrone, Guido Agustin. II. Fernandez Mora, Nora Estela, coord. III. Campodónico, Humberto, coord. IV. Serrani, Esteban, coord.

CDD 363.70561



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

María Fernanda Pampín - Directora de Publicaciones

Gustavo Lema - Director de Comunicación e Información

Equipo Editorial

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

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

Humberto Campodónico

Nora Fernández

Esteban Serrani

María Eugenia Ortiz

CIT SC-CONICET

Argentina

me.ortiz@conicet.gov.ar

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

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

Contenido

5 Análisis de las políticas públicas en torno al régimen de producción en biocombustibles en Argentina

Análise das políticas públicas em torno do regime de produção de biocombustíveis na Argentina: avaliação de seus impactos econômicos

Guido Perrone

24 Desafíos planteados a la promoción estatal del sector hidrocarburífero en Argentina

Desafios para a promoção estatal do setor de hidrocarbonetos na Argentina

Diego Pérez Roig

38 Energía, subsidios y bienestar social en Ecuador del siglo XXI

Energia, subsídios e assistência social no Equador do século XXI

Nora Fernández Mora
Andrés Mideros Mora

53 Y-TEC, el sueño del salto tecnológico nacional

Y-TEC, o sonho do salto tecnológico nacional

María Eugenia Ortiz

68 Política hidrocarburífera en Argentina: categorías en el debate

Política de hidrocarbonetos na Argentina: categorias em debate

Antonella Boris

81 Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable

Análisis de las políticas públicas en torno al régimen de producción en biocombustibles en Argentina

Evaluación de sus impactos económicos

Análise das políticas públicas em torno do regime de produção de biocombustíveis na Argentina: avaliação de seus impactos econômicos

Guido Perrone*

Palabras clave: Políticas Públicas. Biodiesel. Etanol. Restricción externa. Costo fiscal.

Palavras-chave: *Políticas públicas. Biodiesel. Etanol. Restrição externa. Custo fiscal.*

• Investigador docente de la Licenciatura en Desarrollo Económico. Departamento de Economía y Administración, Universidad Nacional de Quilmes (UNQ). Argentina guidoperrone@gmail.com. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable.

Introducción

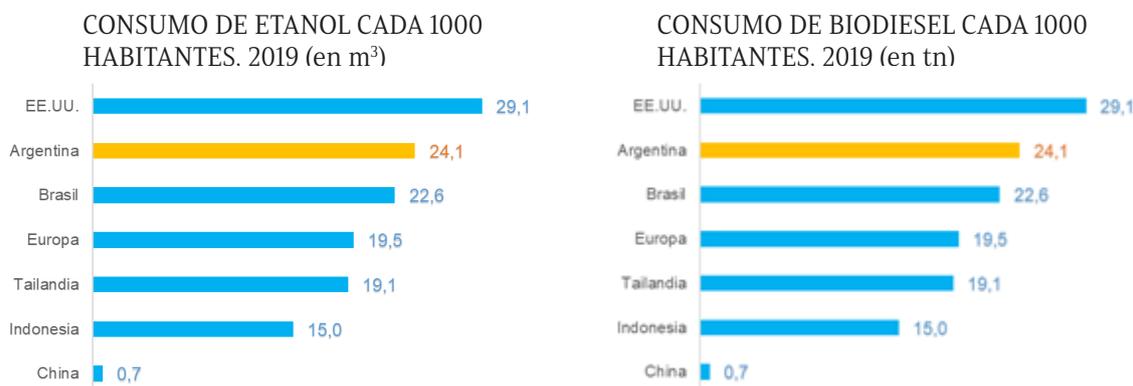
El consumo de biocombustibles ha registrado un fuerte crecimiento a lo largo de las últimas dos décadas. De acuerdo a los datos de la OCDE/FAO (2019), el consumo de biodiesel era prácticamente inexistente a comienzos del nuevo siglo y en 2019 alcanzó los 40 millones de toneladas; mientras que el uso de etanol –que ya registraba niveles considerables en Brasil, EE.UU. y China- se multiplicó por seis en ese mismo período.

El impulso a la utilización de combustibles derivados de biomasa (principalmente biodiesel y etanol) corresponde a su capacidad para sustituir productos elaborados en base a petróleo, así como por su menor impacto ambiental (Guibert y Carrizo, 2012). En este marco, en los principales mercados mundiales y fundamentalmente en la Unión Europea, se establecieron marcos normativos que obligan a utilizar una proporción creciente de energías renovables, fomentando la utilización de biodiesel, etanol y biogás como mezcla en todos los combustibles, política que fue implementada gradualmente por muchos otros países. En otros mercados, como en el caso de Estados Unidos, el crecimiento en el consumo se explica además por la implementación de distintos tipos de incentivos, como la aplicación de beneficios fiscales para aquellas empresas que incorporaran una proporción de biocombustibles en la producción de derivados de petróleo.

En el caso argentino, en el año 2006 se sancionó la Ley 26.093 que creó el Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles. Dicho régimen estableció los criterios para regular la producción de biodiesel y bioetanol en el país, y dispuso la implementación de niveles de corte obligatorio de los combustibles fósiles con biocombustibles; inicialmente de 5% de etanol en cada litro de nafta (E5) y 5% de biodiesel por litro de gasoil (B5) comercializado en el territorio nacional. Adicionalmente, atribuyó a la autoridad de aplicación la potestad para modificar el porcentaje de corte obligatorio cuando lo considere conveniente, permitiendo que el uso de biocombustible se fuera incrementando progresivamente hasta el nivel actual de 10% en el caso del biodiesel (B10) y 12% en el etanol (E12).

Desde entonces, la elaboración y el consumo de biocombustibles registró un acelerado crecimiento tal que en pocos años Argentina se convirtió en uno de los principales consumidores a nivel global, y en el caso del biodiesel llegando a ser el principal exportador mundial.

Gráfico 1. Principales consumidores de biocombustibles



Fuente: Elaboración propia en base a OCDE-FAO y Banco Mundial

En el caso del biodiesel, el corte obligatorio en Argentina se encuentra entre los más importantes del mundo, y fue de los primeros países en exigir una mezcla B10 en el gasoil. Dada la relevancia del gasoil en el consumo de combustibles líquidos, Argentina es el segundo país en consumo por habitante, solo superado por EE.UU.

Para el etanol, el corte obligatorio en Argentina se encuentra entre los más importantes, aunque lejos de los niveles registrados en Brasil (E27) y Paraguay (E25), que son los más altos del mundo. Medido por habitante, el consumo en Argentina es el quinto más alto del mundo, aunque lejos de los principales países.

1. Características del régimen promocional

El esquema configurado por la Ley 26.093 se caracteriza por su elevada rigidez: la Autoridad de Aplicación del Régimen promocional (la

Secretaría de Energía de la Nación) establece el nivel de corte obligatorio, otorga cupos a productores de acuerdo a los criterios establecidos en la ley, y determina precios y cantidades a los que se adquiere el biocombustible.

Cuadro 1. Principales características del régimen promocional

VIGENCIA	<ul style="list-style-type: none"> Sancionado en 2006, con una vigencia de 15 años a partir de su aprobación. El régimen promocional tiene vigencia hasta el mes de mayo de 2021.
BENEFICIOS PROMOCIONALES	<ul style="list-style-type: none"> Devolución anticipada de IVA o amortización acelerada para impuesto a las ganancias. Los bienes afectados a los proyectos no integran la base imponible para Ganancia Mínima Presunta. Exención de tasa de infraestructura hídrica, impuesto sobre los combustibles líquidos e impuesto a la importación de gasoil. A estos beneficios establecidos a nivel nacional deben sumarse los incentivos otorgados por las jurisdicciones provinciales que adhirieron al Régimen Promocional (exención de Ingresos Brutos, Sellos e Inmobiliario).
SUJETOS PROMOCIONADOS	<ul style="list-style-type: none"> El cupo fiscal de los beneficios promocionales se fija anualmente priorizando los proyectos que promuevan: <ul style="list-style-type: none"> - PyMES - PRODUCTORES AGROPECUARIOS - ECONOMÍAS REGIONALES
CORTE OBLIGATORIO	<ul style="list-style-type: none"> Establece a partir de 2010 un 5% de mezcla obligatoria para naftas y gasoil con biocombustible, luego ampliado hasta 10% en el caso del biodiesel y 12% en el etanol.
CUPOS	<ul style="list-style-type: none"> La Secretaría de Energía fija cupos para productores siguiendo los criterios de promoción. En el caso del etanol, se procura alcanzar el 50% para el sector elaborador en base a caña de azúcar y 50% para el correspondiente al de maíz. Las empresas promocionadas tienen garantizada su demanda, ya que reciben el cupo máximo de acuerdo a su capacidad productiva.
PRECIOS	<ul style="list-style-type: none"> La autoridad de aplicación determina mensualmente los precios para los biocombustibles comercializados en el mercado local, los cuales debían resultar suficientes para cubrir los costos operativos y otorgar una rentabilidad “razonable” a los productores. En el caso del etanol se establece un precio para los productores en base a caña y otro en base a maíz. En general, el precio del etanol de maíz se ubicó sensiblemente por debajo del producido a partir de caña, con una diferencia promedio de 14,2% entre ambos valores (con diferencias máximas superiores al 25%). Para los productores de biodiesel se estableció un precio diferencial por tamaño de empresa entre diciembre de 2012 y diciembre de 2017. Mientras se establecieron precios diferenciales, el precio de las PyMES resultó en promedio un 26% más alto que el de las empresas integradas. Actualmente se establece un precio único, que refleja la estructura de costos de la PyMES.

Fuente: Elaboración propia

2. Impactos macroeconómicos

Al momento de implementarse el mandato de corte obligatorio de los combustibles fósiles con biocombustibles, Argentina importaba una proporción significativa del gasoil y las naftas que requería anualmente. En un contexto de alza de los precios internacionales de la energía, esas importaciones contribuían de manera significativa al deterioro de la balanza comercial energética. De esta manera, el uso de biodiesel y etanol permitió sustituir combustibles importados a partir de productos elaborados localmente, reduciendo la necesidad de adquirir combustibles en el mercado internacional.

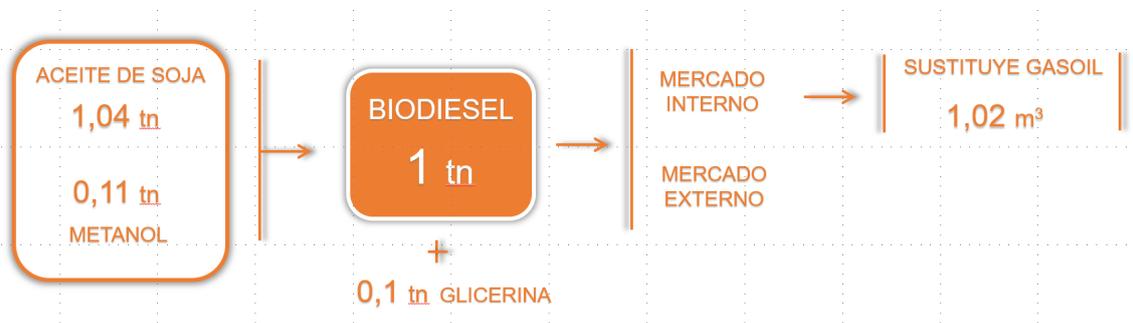
Sin embargo, el impacto efectivo que tuvo tal desempeño en materia de ingreso real de divisas debe ser analizado con mayor detenimiento, ya que la producción local requiere del uso de insumos (aceite de soja en el caso del biodiesel y maíz en el caso del etanol) que de no utilizarse en ese proceso estarían disponibles para ser exportados. Por lo tanto, al valor de la sustitución de importaciones de nafta y gasoil debe restarse el menor valor de exportaciones de productos agrícolas y derivados.

Asimismo, dada la centralidad que ha adquirido la magnitud de recursos fiscales destinados al área energética en los últimos años, debe complementarse ese análisis con el estudio del resultado fiscal derivado del funcionamiento del sector en la configuración registrada durante este período. Finalmente, considerando que el uso de combustibles representa un consumo transversal a la economía, y por lo tanto su costo afecta a los usuarios finales dado su impacto en los gastos logísticos, así como en el consumo disponible para los hogares, resulta relevante analizar el costo de adquisición del biocombustible en relación al valor del combustible fósil que se reemplaza.

3. Biodiesel

La producción de biodiesel destinada al mercado interno requiere del consumo de 1,04 tn de aceite de soja¹ y 0,11 tn de metanol por cada tonelada de biodiesel que se produce, a la vez que se obtiene 0,1 tn de glicerina como coproducto. Con esa tonelada de biodiesel puede sustituirse 0,9 tn de gasoil (1,02 m³) debido a que el biodiesel tiene un menor poder calorífico que el combustible fósil.

Biodiesel - Esquema de producción

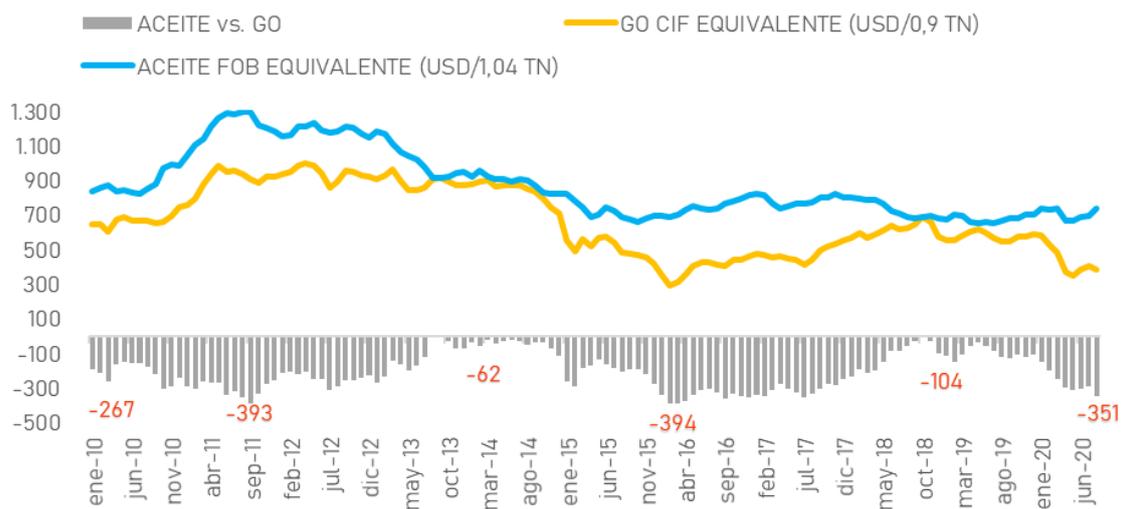


3.1. Saldo de divisas de la producción de biodiesel

El saldo de divisas asociado a la sustitución de gasoil importado con biodiesel local depende fundamentalmente del precio relativo entre el aceite de soja (ajustado por el coeficiente técnico 1,04) y el gasoil que se dejaría de importar (0,9 tn).

¹ Las empresas PyMES que atienden el mercado interno tienen un consumo específico de 1,04 tn de aceite/tn de biodiesel. Las firmas grandes integradas, instaladas principalmente para exportar su producción, registran una mayor eficiencia en el uso del insumo fundamental, requiriendo 1,03 tn de aceite por cada tonelada de biodiesel.

Gráfico 2. Precio exportación aceite de soja vs impo. de gasoil, ene.2010- ago.2020. (USD/TON biodiesel)



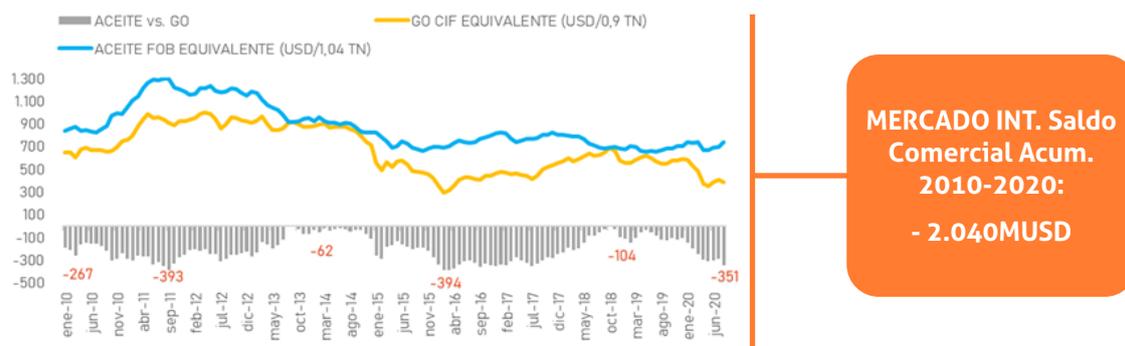
Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

Como se observa en el Gráfico 2, el valor del aceite de soja que dejó de exportarse para utilizarse como insumo ha sido sistemáticamente superior al del gasoil cuya importación se sustituye. De esta manera, a lo largo de 2020 la utilización de biodiesel en el mercado doméstico implicó una pérdida de divisas del orden de los 300 USD por tonelada.

A partir de esa base, si se consideran los volúmenes de biodiesel destinados cada mes al mercado interno y los precios relativos vigentes en cada momento, contemplando también el consumo de metanol y la obtención de glicerina,² el saldo de divisas neto de la producción de biodiesel en Argentina ha implicado un déficit comercial de USD 2.040 millones entre enero de 2010 y julio de 2020. En término anuales el déficit promedio se situó en torno a los USD 200 millones, mientras que en los primeros 7 meses de 2020 promedió una salida neta de divisas de USD 17,4 millones mensuales.

² Por simplificación analítica, se asume que el metanol consumido para la producción de biodiesel se hubiese exportado de no destinarse a ese fin, y que toda la glicerina obtenida como coproducto es exportada, tomando en cada caso un precio promedio ponderado entre glicerina bruta y refinada, de acuerdo a los volúmenes efectivamente exportados.

Gráfico 3. Saldo de divisas anual de la producción de biodiesel, 2010-2020 (ene-jul). (En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

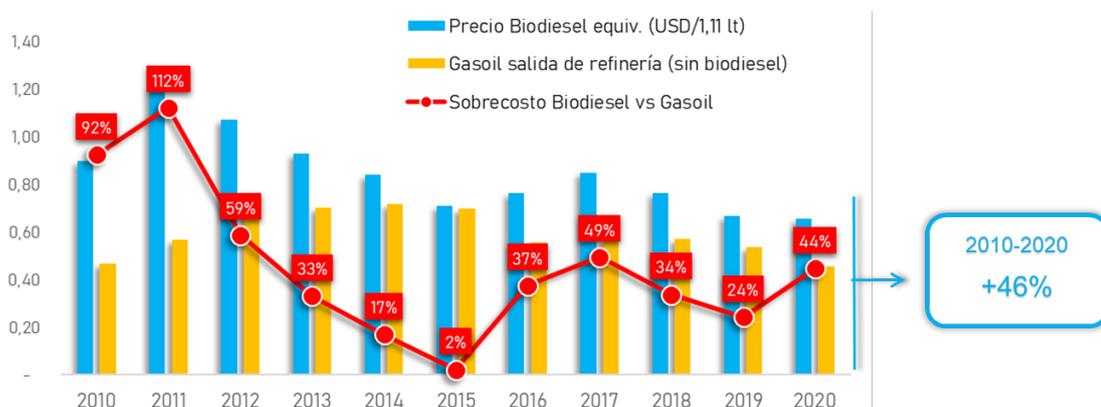
A ese déficit comercial debe sumarse el saldo referido a la producción de biodiesel para la exportación (MUSD -108 en 2007-2020), aun cuando no esté contemplado en el régimen promocional, dado que gracias al alto nivel de exportaciones que ha logrado la industria nacional suele considerarse a la actividad como una fuente de divisas. No obstante, como se observa, durante buena parte del período se registró un saldo deficitario en materia de divisas, debido a que en el mercado internacional el aceite de soja que dejó de exportarse para elaborar el biodiesel resultaba más valioso que el biocombustible exportado. El alto nivel de exportaciones registrado por las firmas argentinas –mientras pudo acceder a los mercados mundiales, previo a que primero la UE, luego EE.UU. y recientemente Perú impusieran sanciones antisubsidios y antidumping– a pesar del menor precio relativo del biodiesel en relación al aceite deriva del fuerte diferencial en los derechos de exportación (30% de alícuota efectiva promedio para el aceite y 13% el biodiesel). Este enorme diferencial explica el ingreso masivo de los exportadores de derivados de la soja a la producción de biodiesel, ya que encontraron en esa actividad la posibilidad de obtener un ingreso neto significativamente más elevado aun cuando el biodiesel tuvo un menor valor que el insumo fundamental.

3.2. Costo interno del biodiesel: impacto en surtidor y costo fiscal

En la Argentina operan productores de biodiesel de diverso tamaño y grado de integración, lo que influye de manera decisiva en sus costos y, dado que los precios domésticos se establecen en función de los costos operativos de las empresas proveedoras, también en el nivel de precios internos del biodiesel. Como se mencionó, los criterios de promoción fomentan la provisión por parte de empresas con baja escala y grado de integración, y aquellas ubicadas lejos de los centros de consumo. Ello implicó que los precios internos fueran relativamente altos, ya que refleja la estructura de costos de las empresas de menor eficiencia.

El biodiesel puro ha tendido a ser sistemáticamente más caro que el gasoil (en promedio un 46% más alto en los 10 años de vigencia del corte obligatorio), aunque esa diferencia no se plasmó con la misma magnitud en el precio en surtidor, ya que el mayor costo del biocombustible fue parcialmente compensado por la exención (total o parcial, en distintos períodos) de los impuestos que gravan la transferencia de combustibles en Argentina. No obstante, aun cuando el biocombustible no tributa Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Impuesto al Dióxido de Carbono, actualmente el valor en surtidor del biodiesel equivalente resultaría un 15% más caro que el gasoil que si lo hace.

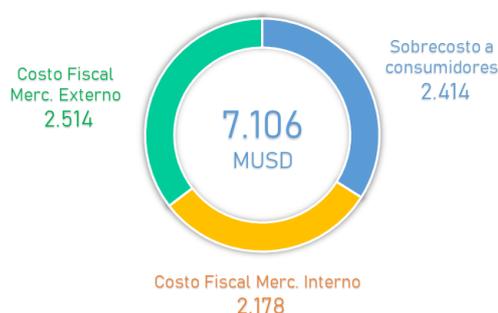
Gráfico 4. Precio local del Biodiesel vs. Gasoil salida de refinería, 2010- 2020 (ene-ago). (En USD/ L gasoil)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

Es decir, que el mayor costo del biodiesel en relación al gasoil que sustituye fue afrontado en parte por los consumidores –a través de mayores precios en surtidor- y en parte por el Estado Nacional, debido a la reducción en los impuestos sobre los combustibles y por la menor recaudación de retenciones que abarata el biodiesel al reducir significativamente el aceite de soja en el mercado interno.

Gráfico 5. Costo total del biodiesel, acumulado 2007- jul. 2020 (En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

De esta manera, la producción de biodiesel en Argentina desde el inicio del régimen de promoción implicó un costo total de MUSD 7.106. Por el lado de los consumidores, la aplicación del corte obligatorio trajo aparejado un encarecimiento significativo del gasoil en surtidor, que implicó una transferencia estimada en MUSD 2.414 hacia los productores. En tanto que la exención sobre los impuestos a los combustibles³ –que permitió morigerar el impacto sobre el precio en surtidor- y los menores ingresos por derechos de exportación supuso un costo fiscal para el Estado Nacional del orden de los MUSD 4.692⁴.

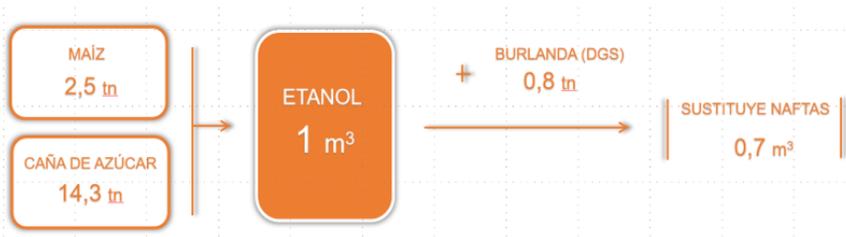
³ El costo fiscal derivado de la exención de los impuestos sobre los combustibles se considera en comparación con la alternativa de importación de nafta. En los períodos en que la nafta importada estuvo exenta, no se considera que el etanol conlleva un costo fiscal.

⁴ A esta estimación del costo fiscal para el Estado Nacional debería sumarse el gasto tributario de las jurisdicciones provinciales que en gran medida adhirieron al régimen nacional ampliando las exenciones sobre impuestos provinciales (ingresos brutos, sellos, inmobiliario, patentes, etc.)

3.3. Etanol

En Argentina el etanol se obtiene a partir de dos insumos: caña de azúcar y maíz. Al utilizarse distintas materias primas y procesos, y al ser efectuados por firmas de distintas características, entre ambos procesos difieren su estructura de costos y sus impactos a nivel fiscal y externo.

Etanol – esquema de producción



La elaboración en base a maíz utiliza 2,5 toneladas de cereal por cada m³ de etanol, y se obtiene como subproducto 0,8 tn de burlanda (granos y solubles de destilería, DGS por sus siglas en inglés) que es utilizada habitualmente para alimentación de ganado y aves, ya que está conformado por la fibra, proteínas y grasas del maíz que se recuperan del proceso de destilado tras la fermentación del almidón a partir del cual se obtiene el etanol. La burlanda puede utilizarse húmeda -tal como se obtiene de la destilería- o desecados, lo que permite una mejor conservación y comercialización. Si bien su utilización en alimentación animal es aún incipiente, su valor de exportación en los últimos años ha sido aproximadamente un 80% del valor de la tonelada de maíz, por lo que puede estimarse que el consumo neto de maíz para producir etanol equivale a 1,85 tn, deduciendo el valor del DGS.

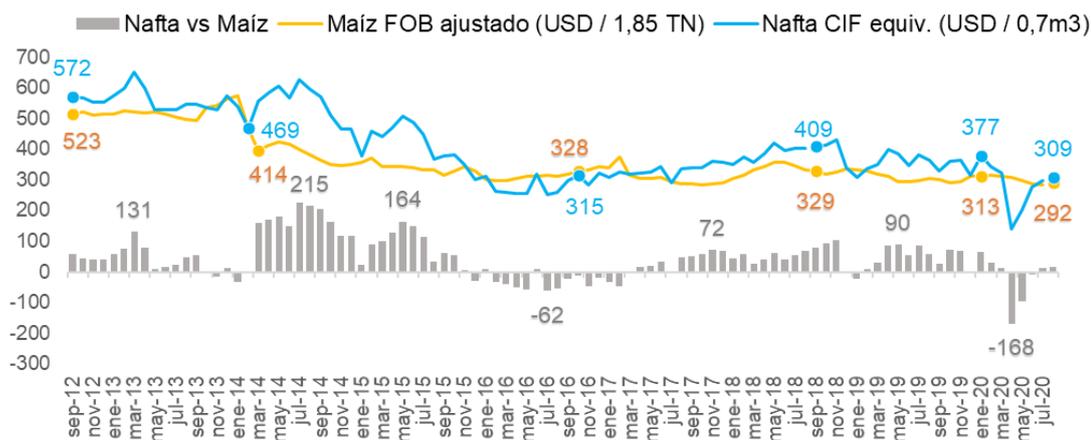
En el caso del etanol obtenido a partir de caña, se ha integrado como parte del proceso de elaboración del azúcar en los ingenios del norte del país, por lo que no se consideran otros subproductos de relevancia.

Debido a su menor poder calorífico, cada litro de etanol reemplaza 0,7 litros de nafta pura, por lo que debe utilizarse un mayor volumen de combustible mezclado.

3.4. Saldo de divisas de la producción de etanol

Para la producción de etanol deben considerarse dos ecuaciones distintas para el caso de la elaboración en base a caña y en base a maíz. Mientras que en el primer caso el corte con etanol permite sustituir plenamente el valor de las importaciones de naftas ya que no se consumen insumos exportables –la caña se destina al mercado local-, el procesamiento del maíz reduce el saldo exportable de dicho producto, compensando en gran medida el beneficio comercial.

Gráfico 6. Precio exportación maíz (neto de burlanda) vs impo. de nafta, sep.2012⁵ – ago.2020. (USD/TON etanol)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

Como puede apreciarse, en el caso del etanol de maíz la ecuación de divisas ha tendido a ser mayormente superavitaria, debido a que el valor

⁵ Las primeras plantas de etanol en base a maíz comenzaron a proveer al mercado local a partir de septiembre de 2012. Hasta entonces, todo el etanol era elaborado en base a caña de azúcar.

del maíz que deja de exportarse –neto del valor de exportación de la burlanda⁶- superó mayormente el precio de la nafta equivalente (ajustada por poder calorífico). Esa diferencia, no obstante, no ha sido de una magnitud significativa, y en promedio ha permitido un ahorro de divisas del orden del 7,5% en relación al escenario de importación de naftas –aproximadamente unos USD 45 por m3 de etanol-. En cambio, el etanol producido en base a caña ha permitido un ahorro de divisas promedio de USD 436 por cada m3 utilizado en el mercado interno.

Gráfico 7. Saldo de divisas anual de la producción de etanol, 2010–2020 (ene-jul). (En MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

El saldo comercial total asociado a la utilización de etanol en el país alcanzó un superávit acumulado de MUSD 1.637 entre enero de 2010 y julio de 2020. De ello, un 90% es atribuible a la producción de etanol de caña, mientras que la elaboración en base a maíz, solo representó un ahorro de MUSD 158 en ese lapso.

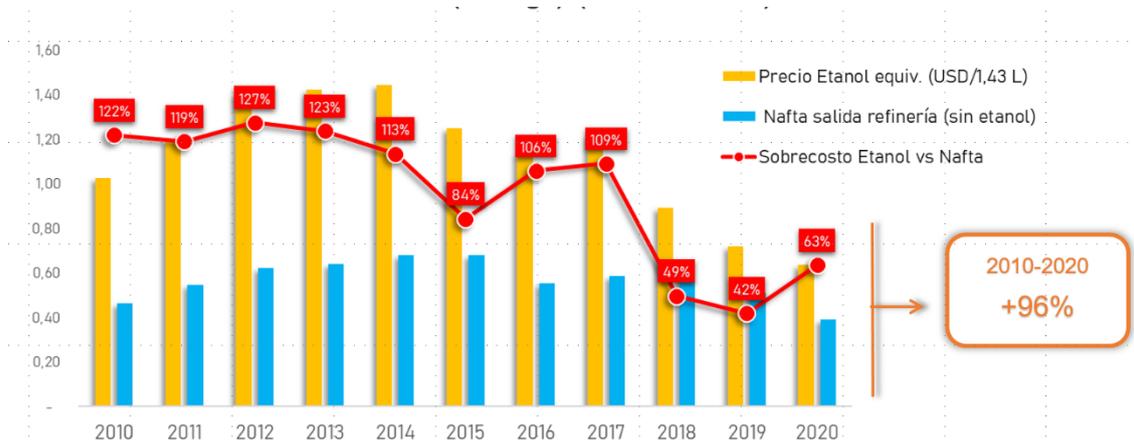
3.5. Costo interno del etanol: impacto en surtidor y costo fiscal.

Actualmente, si se observa el precio del etanol y la nafta por litro, no existe una gran diferencia en el valor de ambos combustibles. No

⁶ Por simplicidad analítica, se asume que todo el DGS obtenido como subproducto es exportado. Se considera el precio promedio de exportación, que contiene tanto burlanda húmeda como seca.

obstante, debido a que el etanol trae tiene un poder calorífico estimado en un 30% más bajo, el costo por litro de nafta equivalente resulta muy superior.

Gráfico 8. Precio local del Etanol vs. Nafta salida de refinería, 2010- 2020 (ene-ago). (En USD/ L nafta)

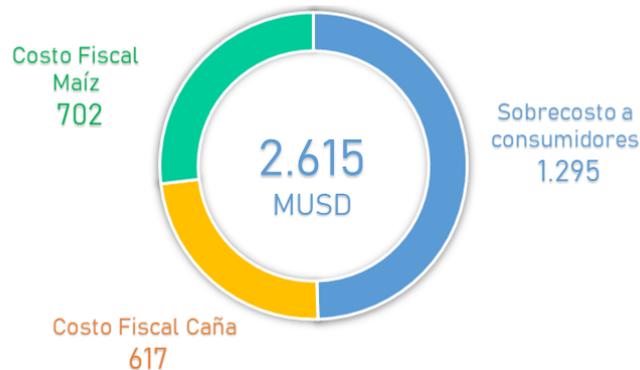


Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

Si bien la diferencia de precios se ha reducido considerablemente desde 2017, el costo del etanol equivalente a un litro de nafta representa aún un valor muy superior al del combustible fósil. Desde el comienzo de la aplicación del mandato de corte obligatorio, el sobrecosto del etanol supuso un precio que prácticamente duplica (96% más alto) al de la nafta en el mercado interno.

Como en el caso del biodiesel, la exención sobre el pago de impuestos a los combustibles permitió reducir el impacto en los precios en surtidor, aunque implicó un costo fiscal muy elevado.

Gráfico 9. Costo total del etanol, acumulado 2010– jul. 2020 (en MUSD)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

El mayor costo del etanol en relación a la nafta alcanzó los MUSD 2.615 desde que comenzó a mezclarse en la nafta. De ese total, MUSD 1.295 fueron afrontados por los consumidores quienes debieron pagar precios más altos en surtidor, mientras que el Estado Nacional tuvo un costo fiscal de MUSD 1.319 debido a la menor recaudación de impuestos sobre los combustibles y, en el caso del maíz, por la caída de los ingresos por derechos de exportación.⁷

Reflexiones finales

La implementación del mandato de corte obligatorio de naftas y gasoil con biocombustibles resultó en un acelerado crecimiento de la producción y el consumo de biodiesel y etanol en Argentina. Existe cierto consenso en que el uso de biocombustibles en reemplazo de fósiles permite una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero⁸ (Hilbert 2014; INTA 2018; SGAYDS 2019).

⁷ Como se mencionó en el caso del biodiesel, a los costos fiscales contemplados a nivel nacional, debería sumarse las exenciones a los tributos provinciales y municipales.

⁸ Si bien excede el objetivo de este trabajo, el potencial de los biocombustibles como instrumento de mitigación de los impactos ambientales de los combustibles no se encuentra exento de debates. Entre otros impactos ambientales –como sus efectos sobre el uso del suelo, los recursos hídricos y la biodiversidad– diversos autores (FAO 2008; Valin et al 2015) señalan que cuando se observa el ciclo de vida de los biocombustibles y se

Su aplicación en la Argentina, no obstante, ha tenido costos económicos extremadamente elevados, que deben ser tenidos en consideración a la hora de evaluar el desempeño del régimen de promoción. La finalización del período de vigencia del régimen actual en mayo de 2021 pone en relieve la necesidad de cuantificar esos impactos, y utilizarlos como insumo para evaluar una modificación del esquema de producción y uso de los biocombustibles.

Actualmente, se encuentran en debate parlamentario una serie de proyectos que proponen extender el marco vigente, con cortes obligatorios en 10% para el gasoil y 12% para las naftas, cupos asignados por empresa en base a los criterios promocionales de la Ley 26.093 (prioridad para las PyMES, empresas regionales y productores agropecuarios), y precios establecidos en base a la estructura de costos de las empresas proveedoras. El proyecto que muy probablemente se apruebe –cuenta ya con media sanción del Senado Nacional y prontamente será tratado en Diputados– propone prolongar el régimen hasta finales de 2024, mientras que otros proyectos presentados en el Congreso plantean la extensión por 10 y 15 años. Por su parte, las cámaras empresarias que representan a los productores y las provincias en las que se desarrolla la actividad presentaron una propuesta para ampliar el corte obligatorio hasta el 15% para el biodiesel y el 27,5% para el etanol.

Estos proyectos no parecen haber contemplado los costos económicos del régimen de biocombustibles. De acuerdo a las estimaciones presentadas, para que las empresas que operan en el sector puedan mantener una ecuación económica positiva, el corte ha requerido de transferencias cercanas a los MUSD 10 mil millones en la década de vigencia del mandato de mezcla obligatorio. Esas transferencias fueron afrontadas mayormente por el Estado Nacional bajo la forma de menor recaudación de impuestos y derechos de importación, que compensaron parcialmente el costo más elevado de los biocombustibles. Aun así, los consumidores

considera especialmente el cambio de uso de la tierra asociado al incremento en la producción requerido para utilizar biomasa como combustible, el nivel total de emisiones aumenta de manera significativa reduciendo en gran medida las disminuciones de gases de efecto invernadero por la sustitución de fósiles.

de naftas y gasoil destinaron más de USD 3,7 mil millones adicionales a su gasto en combustibles por el mayor costo de la mezcla.

Adicionalmente, la utilización de biodiesel como sustitución de gasoil importado no ha representado un ahorro de divisas, sino que por el contrario tuvo un balance comercial deficitario en más de USD 2 mil millones. En el caso del etanol, en cambio, la sustitución de importaciones de naftas ha permitido un ahorro superior a los USD 1,6 mil millones, principalmente gracias al etanol de caña.

El objetivo de utilización de biocombustibles, por lo tanto, debe conciliar las razones ambientales con las posibilidades técnicas y los efectos económicos, contemplando asimismo el costo de oportunidad de aplicar un determinado nivel de corte obligatorio. En este contexto, la información presentada indica la necesidad de reformular el régimen actual introduciendo elementos que favorezcan la eficiencia e incentiven la reducción de costos.

En esa línea, pueden señalarse dos elementos que podrían ser contemplados en el diseño de un nuevo esquema. En primer lugar, parece adecuado introducir mecanismos de competencia en base a precios (esquemas de licitaciones –totales o segmentadas por tipos de empresa–, precios de mercado) como forma de fomentar la mejora en la eficiencia. El establecimiento de precios en base a la estructura de costos de las empresas con cupo garantizado no introdujo incentivos en ese sentido para las firmas que proveen al mercado doméstico, así como tampoco al desarrollo de subproductos (glicerina en el caso del biodiesel y burlanda para el etanol de maíz).

Adicionalmente, el Régimen fomentó la instalación de plantas de baja capacidad y grado de integración, lo que tendió a reforzar el mayor costo relativo de los biocombustibles. En la actualidad, Argentina cuenta con plantas de gran eficiencia para la producción de etanol de maíz y especialmente de biodiesel (actualmente casi no proveen al mercado interno). Una mayor utilización de ese parque permitiría reducir los costos asociados a la incorporación de biocombustibles. Ello requeriría

implementar un esquema progresivo de transición para las PyMES, manteniendo el sistema de cupos –preferentemente de manera decreciente- y la regulación del precio para dicho segmento. Ese esquema debe configurar un mecanismo de salida de la promoción de la actividad, por lo que es necesario explicitar los plazos en los que los beneficios se irán reduciendo o eliminando, de forma de dar certidumbre a las empresas involucradas sobre el horizonte de vigencia del esquema transicional.

La utilización de este tipo de mecanismos introduciría incentivos a reducir los costos de la provisión de biocombustibles, lo que permitiría alcanzar los objetivos planteados sin incurrir en costos tan elevados para los consumidores, a la vez que minimizaría los efectos negativos sobre la balanza comercial y la recaudación fiscal.

REFERENCIAS

- FAO (2008). El estado mundial de la agricultura y la alimentación. Biocombustibles: perspectivas, riesgos y oportunidades. FAO. Roma, Italia.
- Guibert, Martine y Carrizo, Silvina. (2012); Les biocarburants en Argentine: facteurs et enjeux de la production de biodiesel de soja. En OCL - Oleagineux Corps Gras Lipides Journal Volumen 19 N°3, EDP Sciences, Disponible en <https://www.ocl-journal.org/>
- Hilbert, Jorge Antonio. (2014) Evolución de la reducción de emisiones producidas por el corte obligatorio y la exportación de biodiesel argentino. Informes Técnicos Bioenergía INTA, Año 3, no. 6. Buenos Aires: INTA
- Hilbert, Jorge Antonio; Manosalva, Jonatan Andres y Saporiti, Luciana. (2019) Bioethanol carbon footprint integrated 2019 report. Informe técnico INTA – BIO4. INTA. Disponible en <https://repositorio.inta.gov.ar/handle/20.500.12123/6071>
- INTA (2018) Calculo de la reducción de emisiones del biodiesel argentino.
- OECD/FAO (2019), OECD-FAO Agricultural Outlook 2019-2028, OECD Publishing, Paris. Disponible en <http://www.fao.org/3/a-i7465e.pdf>
- SGAyDS (2019). Tercer Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el

Cambio Climático (CMNUCC). Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Disponible en https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/3er_iba.pdf

Valin, Hugo. (2015) The land use change impact of biofuels consumed in the EU

Valin, Hugo; Peters, Daan; van den Berg, Marteen; Frank, Stefan; Havlik, Petr; Forcell, Nicklas; Hamelinck, Carlo y Pirker, Johannes. (2015). The land use change impact of biofuels consumed in the EU: Quantification of area and greenhouse gas impacts. ECOFYS Netherlands B.V., Utrecht, Holanda.

Desafíos planteados a la promoción estatal del sector hidrocarburífero en Argentina¹

Desafios para a promoção estatal do setor de hidrocarbonetos na Argentina

Diego Pérez Roig*

Palabras clave: Sector hidrocarburífero, Argentina, políticas estatales.

Palavras-chave: *setor de hidrocarbonetos, Argentina, políticas de estado.*

Introducción

Capital y estado son formas diferenciadas de una misma relación social. Ambas están presupuestas en la reproducción capitalista, pero no se encuentran garantizadas de antemano. La dinámica de las contradicciones internas del sistema y de las luchas sociales las fluidifica. Como revela

* Doctor en Ciencias Sociales (UBA). Becario Postdoctoral en Temas Estratégicos del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Centro de Estudios e Investigaciones Laborales. Integrante del proyecto de investigación “La acumulación de capital en una ‘estructura dual’ y los límites a la construcción de una hegemonía política: Argentina 1955-2015” (UNQ, CONICET, UBA). Argentina. dperezroig@gmail.com. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable.

¹ Este texto se terminó de escribir en enero de 2021.

cada crisis, se trata de formas *en-proceso*, nunca del todo cristalizadas, ni funcionalmente vinculadas. Actualmente, el sector hidrocarburífero es uno de los campos de intervención estratégica del Estado donde los “desajustes” de ese tipo plantean mayores desafíos. Lo expresan, a primera vista, determinados zigzagueos de la política energética durante este primer año de gobierno del Frente de Todxs:

1. En diciembre de 2019, el nuevo organigrama de la Administración Nacional definió a la cartera del área como Secretaría bajo la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo. En agosto, el secretario Sergio Lanzani fue reemplazado por el entonces titular de la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados, Darío Martínez, quien quedó ahora bajo las órdenes del Ministerio de Economía;

2. Frente a la caída de las cotizaciones internacionales, el Gobierno auspició un entendimiento entre los distintos actores de la industria, del que debía surgir el nuevo precio de comercialización del petróleo en el mercado interno. En mayo de 2020, la imposibilidad de ese acuerdo entre privados, obligó a fijar por decreto un precio de transacción (“barril criollo”) entre productoras y refinadoras. A comienzos de septiembre, tras diez días consecutivos de cotización promedio del Brent por encima de US\$ 45, ese artículo quedó sin efecto y las refinadoras volvieron a adquirir el crudo a un precio aproximado al de exportación.

Desde entonces, se desarrolla una puja por la reposición del barril criollo. Las compañías no integradas del *upstream*, pero, sobre todo, los gobernadores de las provincias petroleras, presionan en ese sentido, preocupados por los impactos de la volatilidad de los precios sobre las inversiones, el empleo y la recaudación fiscal por regalías. Las refinadoras, en cambio, argumentan que no pueden reconocer ese precio al productor debido al atraso de los combustibles —que habían sido congelados por el mismo decreto, pero que desde agosto acumulan una suba del 12%— y que la decisión podría afectar la oferta.

YPF también se opone a la medida. Aunque abastece sus refinerías con el crudo que obtiene de la extracción, se vería forzada a pagar más regalías y a resignar parte del margen generado por la recomposición de los precios y la mejora de las ventas. Sin definición hasta el momento, el

Gobierno estudiaba la posibilidad de desdoblarse los precios para la liquidación de regalías y la venta de productoras a refinadoras;

Entre marzo y mayo de 2020, comenzaron a elaborarse los primeros borradores del “Plan Gas IV”, iniciativa destinada a reactivar la producción de gas, en baja desde agosto de 2019, mediante un estímulo de precios. Se advertía que, de no mediar una pronta dinamización de la perforación, durante 2021 un eventual rebote económico haría necesario recurrir a la importación de GNL. El plan fue presentado dos veces y, tras una larga etapa de diseño, entró en pleno funcionamiento desde el 1º de diciembre de 2020. Sucintamente, se establece un esquema de subastas para una demanda prioritaria de 70 MMm³/d por parte de las distribuidoras y CAMMESA, a un precio máximo de US\$ 3,70 MMBTU², que garantizaría a las productoras un destino firme para la extracción por un período de cuatro años. Durante esos meses, la iniciativa debió sortear múltiples divergencias entre los diferentes actores y secciones del Estado involucradas: los plazos de duración del esquema; la distribución del volumen entre las diferentes cuencas; el tipo de gas a estimular; la disponibilidad de las divisas obtenidas; y la superposición con el plan instrumentado mediante la Resolución N° 46/2017. El dilema principal, sin embargo, se desarrolla en torno a la absorción del impacto de los nuevos precios, pues actualmente los usuarios abonaban alrededor de US\$ 2,40 MMBTU: qué tanto recaerá sobre el Tesoro vía subsidios y cuánto lo hará a través de las tarifas sobre el bolsillo de los consumidores, especialmente si el peso continúa depreciándose frente al dólar. Esta disyuntiva ha tenido distintas derivaciones: la acumulación de deudas con las petroleras por los planes Gas anteriores —una de las cuales se encuentra actualmente en un limbo jurídico, presupuestario y político—, un conflicto judicial abierto con Tecpetrol y la agudización de las tensiones al interior del Gobierno entre los distintos grupos que intervienen sobre el área energética.

Las consecuencias multidimensionales y multiescalares de la pandemia de SARS-CoV-2 exasperan esta naturaleza de “ensayo y error” de la actividad estatal. Sin embargo, en la interpretación que buscaremos esbozar

² Durante el primer año en la Cuenca Neuquina.

aquí, esa contingencia del proceso político se encuentra enraizada en una contradicción que atraviesa a la postconvertibilidad y cuyo fundamento último es una constelación de fuerzas entre clases y grupos sociales que permanece irresuelta³.

El próximo apartado del ensayo repone un conjunto de presupuestos teóricos e históricos que orientan el argumento. Globalmente, se problematiza la política del Estado en el sector energético, en su doble condición de función social general “objetiva” e intervención concreta históricamente determinada. A continuación, se examinan los desafíos que debe conjurar la promoción estatal del sector, desde la perspectiva de tres límites: la impugnación de los impactos socio-ambientales del *fracking*; la “rigidez” de las condiciones de contratación de la fuerza de trabajo; y el amplio rechazo social a la descarga de los costos de la energía sobre lxs consumidorxs. Para finalizar, se sistematizan los contenidos del artículo y se define la contradicción *valor de uso/valor* que atraviesa la postconvertibilidad.

1. Internacionalización y entrelazamiento valor de uso-valor

La política hidrocarburífera puede definirse como un tipo específico de intervención estatal orientado a garantizar condiciones generales para la acumulación de capital. Liberado de la constricción inmediata de la producción de plusvalor, el Estado cumple una serie de funciones sociales generales, entre las que puede incluirse la garantía de prerequisites materiales de la producción —como el abastecimiento energético en cantidades, calidades y precios adecuados— que los capitales en competencia no pueden o no están dispuestos a asumir (Altvater, 1977). Ahora bien, ese cumplimiento sólo se desarrolla de manera concreta a través de una relación contradictoria con la reproducción capitalista (Hirsch, 1978). Como forma no específicamente económica del dominio de clase,

³ En este sentido, nos apoyamos en hipótesis de trabajo y resultados de investigación alcanzados en el marco del proyecto mencionado previamente.

el Estado recibe un influjo directo del conflicto y de los cambios en las relaciones de fuerza. Al mismo tiempo, sin embargo, esa autonomía aparente del momento “político” se encuentra constreñida por una relación objetiva con la acumulación de capital, fundamento material del poder estatal. De esta doble determinación surge una contradicción inherente a la acción del Estado, que impregna de contingencia y parcialidad a su intervención.

De modo que la creación de aquel entorno social es parte de un complejo empírico de funciones del Estado “objetivamente necesarias”, pero cuya forma y cumplimiento no se encuentran asegurados. Las condiciones que serán objeto de provisión, las modalidades de intervención y su efectividad quedan reservadas a la contingencia histórica. Entre otros factores, ellas dependerán del curso de la lucha de clases, de la penetración y las mutaciones en la forma del capital, de la mundialización de la producción y el intercambio, así como del grado de desarrollo de las fuerzas productivas.

La intervención del Estado argentino en el sector hidrocarburífero se desenvuelve sobre un territorio definido por tres factores articulados. En primer lugar, el sometimiento de las decisiones de inversión a las compulsiones de la acumulación. Esta subordinación implica que las premisas específicamente políticas que orientan la intervención estatal en el sector se encuentran entrelazadas con la lógica del valor. O, en otros términos, que la apropiación de los hidrocarburos como objetos de uso que subsidian material y económicamente la producción en el espacio nacional de valor depende de su producción en cuanto que *commodities*. En segundo lugar, la maduración de los yacimientos convencionales. Esto significa que los incrementos de las reservas y la producción dependen de la extracción masiva de petróleo y gas depositados en rocas madre y distintos reservorios de baja porosidad y permeabilidad. En tercer lugar, una tendencia “objetiva” hacia la profundización de la internacionalización del sector. El desarrollo masivo de hidrocarburos “no convencionales” (HNC) supone la territorialización y coordinación de diferentes capitales globales —que patrimonializan recursos

financieros, conocimientos y tecnologías específicas—, así como la conquista de mercados de exportación.

La internacionalización es un rasgo de larga data en el sector petrolero, pero ahora adquiere significado como expresión de un fenómeno más general. En las últimas décadas, la flexibilidad global de los mercados de dinero, mercancías y capital ha sometido a la política estatal de modo cada vez más directo a los mandatos de la mundialización y las estrategias internacionales de competencia. Distintos autores han derivado de ello la emergencia de una nueva forma de relación entre Estado y capital, a la que denominan “Estado nacional de competencia” o “competitivo” (Hirsch, 1999; Jessop, 2008). El punto más relevante para nosotros aquí es que, bajo la presión de esos mandatos, la política nacional se enfrenta a la necesidad de mejorar continuamente su “posicionamiento” en la competencia mundial, para ser exitosa en su propósito de atraer y fijar capitales productivos. Pero esa creciente subordinación colisiona con los procesos internos de formación de una voluntad soberana. Mientras que la legitimación de la dominación política continúa asumiendo una forma estatal-territorial, la relación objetiva del Estado con la acumulación aparece como presión exterior. La doble determinación que mencionábamos antes se presenta, entonces, como contradicción entre Estado nacional y capital transnacionalizado, u oposición entre “lo nacional” y “lo global” (Piva, 2020).

2. Límites a superar

Aquellos tres factores forman parte de un legado neoliberal con el que la postconvertibilidad se ha relacionado de manera ambigua. Las políticas de desregulación, apertura y privatización implementadas a partir de 1989 generaron condiciones para un mayor ingreso de capitales privados a la actividad. Esta fue la forma que asumió la continuidad de la “garantía” del abastecimiento energético, en un marco de reestructuración capitalista que comprendía, como uno de sus aspectos, la resolución de la quiebra del Estado y sus empresas. Durante la convertibilidad, el entrelazamiento *valor de uso-valor* posibilitó una oferta relativamente

abundante de combustibles y energía para el desarrollo capital-intensivo de la acumulación, a la vez que vehiculizó los mecanismos de disciplinamiento dados por el *corset* monetario y la apertura de la economía a la acción del valor a escala mundial.

Tras la crisis de 2001, tuvo lugar un conjunto de cambios que tensionó ese vínculo del sector hidrocarburífero con la reproducción social. A nivel interno, el basculamiento de la relación de fuerzas entre clases y grupos sociales bloqueó la lógica deflacionaria de desahogo de la convertibilidad, rompiendo finalmente aquella coerción. El relanzamiento de la acumulación se apoyó en la reorientación exportadora de la industria operada en los noventa, pero también sobre la revitalización de un conjunto de ramas “mercado-internistas” favorecidas por el nuevo paraguas cambiario, la pesificación de las tarifas, la pulverización de los salarios y el trabajo precarizado. La recomposición de la legitimidad del Estado tuvo como base la recuperación del empleo y el consumo, siguiendo una dinámica de concesiones graduales y sucesivas (Piva, 2015). A nivel externo, por su parte, la reversión de la tendencia secular de deterioro de los términos de intercambio contribuyó decisivamente al mantenimiento del superávit fiscal y por cuenta corriente.

La política hidrocarburífera viró gradualmente hacia una administración más “estratégica”, aunque sin afectar los fundamentos legados por los noventa. Entre otros fines, las modificaciones introducidas en el esquema de derechos de exportación, así como la búsqueda de acuerdos de precios y abastecimiento, intentaron preservar la competitividad de la producción local, el poder adquisitivo de los salarios y el horizonte de reservas —especialmente de gas—, ante los efectos de la ascendente cotización de los hidrocarburos en el mercado mundial. Pero el relativo éxito de la intervención estatal en los dos primeros ejes comenzó a encontrar límites, más pronto que tarde, en su fracaso respecto del último. La separación del espacio nacional de valor suponía, desde el punto de vista de los capitales, la imposibilidad de realizar ganancias extraordinarias. Y ello se sobreimprimía a la desventajosa posición de la geología argentina frente a otros prospectos existentes a nivel global.

En 2011, las metas estratégicas de la intervención estatal colisionaron irremediablemente con las consecuencias de la reticencia inversora de los capitales internacionales —especialmente Repsol. Ese año, la creciente brecha entre la demanda y la oferta interna generó un déficit en la balanza comercial energética que, junto a otros problemas crónicos de estrangulamiento externo, abrió la posibilidad de una crisis de balanza de pagos en el corto plazo. La caída de la producción y las reservas no sólo afectaba la provisión de energía necesaria para la reproducción de la postconvertibilidad, sino que, al forzar un creciente empleo de recursos para adquirir y subsidiar el consumo de combustibles provenientes del exterior, también corroía la “autonomía estatal” para el arbitraje del conflicto posibilitada por los superávits fiscal y por cuenta corriente.

La postconvertibilidad generó una asincronía entre la lógica política del Estado y la lógica económica del valor. Esta tensión fue agudizándose conforme se pasaba del estancamiento a una fase de crisis abierta. Entre 2012 y 2015, todavía fue posible cierta “regulación”. La recuperación del control de YPF posibilitó el aseguramiento de las condiciones materiales generales de la producción. Pero lo hizo de forma paradójica. El autoabastecimiento era necesario para continuar subsidiando la acumulación en el espacio nacional. Pero este principio primario no subordinó políticamente al conjunto del sector como ocurría con anterioridad a las reformas neoliberales. Y debía articularse con la obtención de saldos exportables, segundo propósito emanado de la ley de estatización, que expresaba la creciente fragilidad externa de la economía. La única posibilidad de sutura de ambos principios era el descerrajamiento y la explotación masiva de HNC.

Estos recursos se convirtieron en el blanco de la política petrolera, y con ello, se reforzó objetivamente el entrelazamiento de ambas lógicas. La necesaria búsqueda de “alianzas estratégicas” condicionó la estatización de YPF —que se limitó al control mayoritario de su paquete accionario—, así como al conjunto de la política estatal en el sector. Aquellos capitales no pueden ser atraídos sino mediante la asimilación de las presiones que ejerce la competencia internacional. Y ello vuelve a

subordinar la apropiación material y simbólica de los hidrocarburos en clave “estratégica” a su producción en cuanto que *commodities*.

Las políticas de posicionamiento implementadas hasta 2015 comprendieron una amplia diversidad de áreas y herramientas de intervención. Durante esta etapa, especialmente a través del contrato celebrado con Chevron, se completó un proceso clave de delineación y aprendizaje acerca de las propiedades de Vaca Muerta. El testeó de la formación arrojó resultados promisorios desde el punto de vista de la dotación y la calidad de los recursos. Con YPF como principal inversora, en poco tiempo fue posible detener el prolongado declino de la producción y recuperar una senda de crecimiento.

No obstante, este relativo éxito abrió tres flancos de deslegitimación de la política estatal. El primero se relaciona con la aparición de un movimiento socio-ambiental que problematiza los impactos del paquete tecnológico del *fracking*. Bajo la presión de la organización y participación ciudadana, numerosos Estados nacionales y subnacionales de Europa, Oceanía y Norteamérica se han visto forzados a implementar moratorias y prohibiciones contra esa técnica. En Argentina, el núcleo de la movilización se encuentra en Neuquén, provincia cuya peculiar dinámica de conflictividad y de protesta abona a la articulación de demandas socio-ambientales e interculturales con otras de perfil clasista y antiimperialista. Como evidenció la celebración del acuerdo YPF-Chevron, la resistencia a este tipo de proyectos puede escalar hasta constituir un verdadero límite político. La promoción de HNC debe hallar vías de construcción de un amplio consenso social a nivel local para no verse crecientemente deslegitimada por una recurrente apelación a la respuesta represiva contra el movimiento anti-*fracking*.

El segundo se relaciona con la presión que las brechas de productividad y competitividad ejercen sobre las condiciones de contratación de la fuerza de trabajo. Esta demanda de los capitales encontró eco durante la frustrada etapa de “sintonía fina” del Frente para la Victoria. Pero se materializaría como ofensiva contra lxs trabajadorxs del sector bajo el gobierno de la Alianza Cambiemos. En 2016, se realizaron importantes

adendas a los convenios colectivos de trabajo para aquellxs empleadxs en la actividad no convencional. Entre otros aspectos, estas modificaciones suprimieron beneficios salariales y flexibilizaron la organización del proceso de producción. El incremento de la explotación y el deterioro de los estándares de seguridad empeoraron la siniestralidad laboral, creciendo la cantidad de operarios fallecidos. En el marco de la presente crisis, se desarrolla una ofensiva que busca extender y profundizar modificaciones de esa naturaleza sobre el conjunto de lxs trabajadorxs del sector. La frecuente complicidad de las dirigencias sindicales frente a este tipo de presiones no garantiza su éxito de antemano.

El tercero, finalmente, nos devuelve al punto de partida: ¿sobre quiénes recae el sinceramiento de los “verdaderos costos” de la obtención de HNC? Tras la estatización de YPF, se produjeron sucesivos aumentos del precio de los combustibles en surtidor. Asimismo, en 2014, comenzó una convergencia de los precios en boca de pozo y los abonados por la demanda, a partir de la actualización de los cuadros tarifarios de distribución de gas. Pero los incrementos previstos ingresaron en un limbo judicial y la disminución de los subsidios energéticos quedó en buena medida trunca. Hacia fines de 2015, las erogaciones por ese concepto representaban alrededor de un 3% del PIB. Este y otros desequilibrios de la postconvertibilidad fueron el trasfondo de la política energética de la Alianza Cambiemos.

A partir de 2016, el propósito de asegurar la provisión de energía fue perseguido mediante una abrupta “normalización” de los mercados energéticos. Los nuevos precios, tarifas y contratos rearticulaban al sector con el modo de acumulación. Una vez más, podía ser correa de transmisión del disciplinamiento de las ramas de la industria y los capitales menos competitivos. A su vez, fue proyectado como vector de especialización económica que ayudara a revertir la tendencia a crisis cíclicas del sector externo y posibilitara un progresivo ascenso del país en la cadena global de valor.

Los resultados obtenidos a partir de 2018 parecieron avalar esta previsión. La producción encadenó dos años consecutivos de importante

crecimiento, decisivamente traccionada por los HNC. Según estimaciones de Secretaría de Energía, hacia 2023 Vaca Muerta cuadruplicaría su producción y el país se convertiría en un exportador neto de hidrocarburos. Sin embargo, distintos límites políticos y económicos abrieron serios interrogantes sobre la plausibilidad de esta orientación.

La devaluación de 2018 forzó una paulatina caída del precio en dólares del gas. Por un lado, existía un fuerte cuestionamiento a la política tarifaria que, a esa altura, volvía socialmente impracticable el traslado del costo de la devaluación a los consumidores. Por el otro, el equilibrio fiscal poco antes comprometido con el FMI impedía un aumento de los subsidios que compensara aquella diferencia. La imposibilidad de sostener erogaciones del Tesoro también obligó a la introducción de recortes en el plan de incentivos implementado mediante la Resolución N° 46/17.

En 2019, estos límites se combinaron con una serie de decisiones adoptadas al ritmo del calendario electoral y el empeoramiento de la crisis. Luego del resultado adverso de las PASO y la devaluación de agosto, el Gobierno decretó el congelamiento de los combustibles y negoció con las provincias petroleras y las empresas un conjunto de subsidios y compensaciones para morigerar el impacto en las tarifas. El subsiguiente empeoramiento de las condiciones de acumulación del sector tuvo consecuencias inmediatas sobre las decisiones de inversión. En diciembre, la extracción de gas convencional y no convencional cayó en relación al pico alcanzado entre julio y agosto —11% y 16%, respectivamente. Detrás de esta pérdida de dinamismo tuvo lugar una abrupta disminución de la cantidad de equipos de perforación, que implicó suspensiones de personal y una amenaza de inminentes despidos.

Comentarios finales

A nivel global, los efectos de las políticas sanitarias implementadas frente a la pandemia de COVID-19, han agudizado la inestabilidad que el mercado arrastra desde mediados de 2014. En Estados Unidos, los “*frackers*” fueron severamente golpeados por la guerra de precios que

derrumbó las cotizaciones entre 2015 y 2016. Desde entonces, la inversión necesaria para mantener e incrementar el nivel de producción sólo pudo sostenerse sobre la base de un creciente endeudamiento. Pese a las mejoras de productividad y la disminución de costos, esta debilidad ha forzado numerosas quiebras y reestructuraciones.

La pandemia tiene efectos, pues, sobre fragilidades que se arrastran de más largo plazo. Mientras unos pocos capitales ganadores protagonizan un acelerado proceso de centralización, el Gobierno estadounidense ha respondido a la crisis renovando su compromiso con una actividad que es cardinal para sus objetivos estratégicos. De los resultados del salvataje público, las reestructuraciones y las fusiones dependerá el futuro de los HNC en Estados Unidos y a nivel global.

En Argentina, la coyuntura también presiona sobre las debilidades del sector. Aunque distintos capitales internacionales participan de las concesiones hechas en Vaca Muerta, hasta el momento se destacan dos áreas y ciclos masivos de inversión: Loma Campana (2014-2015) encabezada por YPF y Fortín de Piedra (2017-2018) a cargo de Tecpetrol. El resto de los desarrollos son menores y, en general, han sido liderados por compañías cuyos principales activos se encuentran en Argentina (Fernández Massi y López Crespo, 2019). Pese a su riqueza, las formaciones nacionales no resultan suficientemente atractivas para los grandes jugadores de la industria. La inversión de esos actores se dirige hacia áreas de menor riesgo geológico o ubicadas en entornos donde el *government take* es menor y las condiciones macroeconómicas se consideran más estables (Sanzillo y Hipple, 2019).

Atraer y fijar a esos capitales entraña actualmente múltiples retos, como la expansión de las infraestructuras físicas existentes y el fomento de una cadena más eficiente de subcontratistas de servicios. En este ensayo, hemos planteado que el principal desafío de la política hidrocarbúfera reside en la *contradicción valor de uso/valor* que atraviesa a la postconvertibilidad. El cumplimiento de objetivos estratégicos de la intervención estatal en el sector se entrelaza a la lógica internacional del valor. De aquí emanan condicionamientos que operan como una

presión exterior sobre la actividad del Estado y que lo inducen a socavar sus bases internas de legitimación.

Identificamos tres áreas en las que existen límites potenciales o efectivos a las políticas de posicionamiento: la problematización social de los impactos del *fracking*; la resistencia a la flexibilización de las condiciones de contratación de la fuerza de trabajo; y el amplio rechazo social a una dolarización de las tarifas empujada por la crisis fiscal.

El corazón de aquella contradicción se explica, pues, por la imposibilidad de convalidar políticamente las decisiones públicas adoptadas como resultado de las necesidades de la acumulación. El vínculo entre Estado y capital es ciertamente objetivo, pero sólo puede materializarse en un *locus* determinado por la constelación de fuerzas entre clases y grupos sociales. Superar la contradicción en esta y otras áreas de intervención presupone, entonces, un reordenamiento regresivo del balance de poder de la postconvertibilidad. Este futuro aún no ha sido escrito.

REFERENCIAS

- Altvater, Elmar (1977). "Notas sobre algunos problemas del intervencionismo de Estado", en Sonntag y Valecillos (comps.), *El Estado en el capitalismo contemporáneo*. México D.F.: Siglo XXI Editores.
- Fernández Massi, Mariana y López Crespo, Facundo (2019). "Entre certezas y expresiones de deseo". *Fractura Expuesta*, VIII (6), primavera 2019, pp. 21-25.
- Hirsch, Joachim (1978). "The State Apparatus and Social Reproduction: Elements of a Theory of the Bourgeois State", en Holloway y Picciotto (eds.), *State and Capital*. Londres: Edward Arnold Publishers.
- _____ (1999). "Globalización del capital y la transformación de los sistemas de Estado: del 'Estado de seguridad' al 'Estado nacional competitivo'". *Cuadernos del Sur*, Num. 28, pp. 71-82.
- Jessop, Bob (2008). *El futuro del Estado capitalista*. Madrid: Catarata.

Piva, Adrián (2015). *Economía y política en la Argentina kirchnerista*. Buenos Aires: Batalla de Ideas.

_____ (2020). “Una lectura política de la internacionalización del capital. Algunas hipótesis sobre la actual fase de la internacionalización del capital y el Estado nacional de competencia”. En Ciolli, V.; García Bernardo, R.; y Naspleda, F. (comps.) *La dimensión inevitable. Estudios sobre la internacionalización del Estado y del capital desde*

Argentina. Bernal: Universidad Nacional de Quilmes, pp. 13-41.

Sanzillo, Tom y Hipple, Kathy (2019). *Financial Risks Cloud Development of Argentina's VacaMuerta Oil and Gas Reserves*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. Recuperado de: http://ieefa.org/wp-content/uploads/2019/03/Financial-Risks-Cloud-Development-of-Vaca-Muerta_March-2019.pdf

Energía, subsidios y bienestar social en Ecuador del siglo XXI¹

Energia, subsídios e assistência social no Equador do século XXI

Nora Fernández Mora*
Andrés Mideros Mora**

Palabras claves: subsidios, combustibles, matriz energética.

Palavras-chave: *subsídios, combustíveis, matriz energética.*

Introducción

En Ecuador la matriz energética ha estado estrechamente vinculada al modelo productivo dependiente del petróleo. A partir de la bonanza generada por el incremento de los precios del petróleo en la década de los setenta, y bajo el marco de las políticas de Industrialización por Sustitución de Importaciones (ISI), se diseñaron los primeros proyectos de infraestructura energética a gran escala financiados por los ingresos

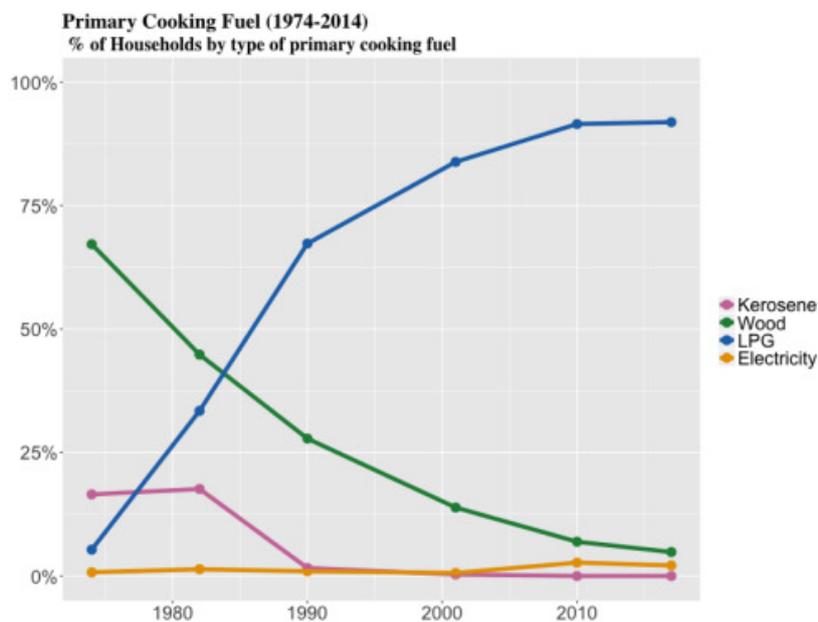
* Instituto de Investigaciones Económicas, Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE).nefernandez@puce.edu.ec. Co-coordinadora del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable.

** Instituto de Investigaciones Económicas, Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE).amideros060@puce.edu.ec. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable.

¹ Este artículo contó con la colaboración de Aileen Silva, Stephannie Cárdenas y Ariel Santafé estudiantes de la carrera de Economía de la PUCE.

extraordinarios percibidos por el Estado a través de la renta petrolera. Es en este contexto que se introdujeron los subsidios para abastecer la demanda creciente de combustibles del transporte militar, público y privado; así como para incentivar el reemplazo de la leña y el kerosene por otros bienes energéticos (gas licuado de petróleo, electricidad) entre la población en condición de pobreza, aumentando así su consumo progresivo durante el proceso de modernización impulsado por el Estado. En este proceso las políticas estatales también terminaron incentivando la concentración de los subsidios de los combustibles en la producción termoeléctrica (Purcell & Martínez, 2018)(Gould, y otros, 2018).

Figura 1. Proporción de hogares que reportan el tipo de combustible principal para cocinar



Fuente: Censos-ECV 1974-2014. Recuperado de (Gould, y otros, 2018)

La posterior caída del precio del petróleo, la subida global de las tasas de interés y la crisis de la deuda externa puso un alto al modelo ISI y su vínculo a los grandes proyectos hidroeléctricos, dejando una matriz energética fuertemente dependiente de los hidrocarburos, y un sistema de consumo energético dependiente de los subsidios. Desde los años

ochenta, el sector público fue cediendo a la inversión extranjera privada su participación en las regalías y la producción petrolera; el país abandonó la OPEP, y suprimió las instituciones públicas de electrificación para dar paso a un modelo de libre mercado energético². Los ingresos fiscales se contrajeron y los precios de la gasolina y el gas licuado del petróleo (GLP) aumentaron como parte de las medidas de ajuste estructural para enfrentar el déficit fiscal.

El efecto generado por las políticas de ajuste incluyó el empeoramiento de las condiciones de vida de la población, acompañado de episodios de fuerte conflictividad social y crisis política³. Entre 1997 y 2000, dos Presidentes de la República fueron derrocados en medio de las manifestaciones ante la eliminación de los subsidios de la energía eléctrica y los combustibles (GLP, gasolina, diésel); convirtiéndose así la defensa de los subsidios en el símbolo del movimiento social y político contra el neoliberalismo.

A partir de lo anterior, la toma de decisiones relacionada a estos subsidios se vio condicionada a factores fundamentalmente políticos, incidiendo en que, independientemente del ciclo económico del país, los precios del GLP y la gasolina no sufrieran modificaciones desde el 2001 y 2003, respectivamente. Cabe señalar, que desde la década de los setenta el nivel de producción nacional de bienes energéticos ha sido deficitario con respecto a una creciente demanda interna, generando una dependencia estructural de las importaciones cuyo precio fluctúa en el

2 En 1996, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico buscó incentivar la inversión privada tanto en la generación como la distribución de la electricidad. No obstante, el poco éxito de esta propuesta entre el sector privado provocó un permanente déficit energético evidenciado a través de los recurrentes apagones.

3 En 1996 el precio del gas doméstico se incrementó en 115%, a través de la eliminación del subsidio que afectó drásticamente el bienestar de la población. En 1997, en el gobierno de Bucaram el precio del cilindro de gas pasó a costar 16.000 sucres debido a esto el movimiento indígena tomó el aumento del GPL como bandera o consigna para ir en contra del gobierno con lo cual derrocaron a Bucaram. Al asumir el gobierno el Dr. Fabián Alarcón el cilindro del gas disminuyó a 4.900 sucres. En el año 2000 el país enfrentaba la peor recesión económica luego de una grave crisis financiera y la aplicación de políticas de ajuste estructural; se consolida el proceso de la dolarización, para reducir el déficit fiscal el gobierno decide eliminar los subsidios a la electricidad y al consumo del gas doméstico. Con un aumento del precio del gas a 25 000 sucres (1 dólar). Este proceso terminó en el derrocamiento de Jamil Mahuad.

mercado internacional, aumentando la necesidad de recursos que el fisco debe destinar a los subsidios.

A partir del 2008, luego de la llegada al gobierno de Rafael Correa⁴ y la aprobación de la nueva Constitución, se inicia una agenda de transformación de la política energética del país. En el contexto de alta precios internacionales del petróleo⁵, las políticas incluyeron retomar el control estatal sobre sectores estratégicos nacionales como la electricidad y agua⁶; y aumentar la inversión infraestructura, retomando algunos de los grandes proyectos de infraestructura hidroeléctrica abandonados a partir de la crisis de la deuda. Entre 2007 y 2016 la inversión en el sector eléctrico alcanzó los USD 11 mil millones, más de diez veces el nivel de inversión entre 2000 y 2006 (MEER , 2016).

Este conjunto de medidas configuró el “cambio de la matriz energética”⁷, proyecto que se planteó como objetivo “proporcionar electricidad barata, limpia y eficiente para la industrialización nacional y la transformación estructural de la matriz productiva del país”(Purcell & Martínez, 2018). Además, se planteó producir suficiente energía eléctrica para reducir el consumo de diésel utilizado por el sistema de termoeléctricas, y para sustituir el uso de GLP de los hogares por cocinas de inducción. De esta manera, se esperaba reducir, paulatinamente, el gasto del Estado en los subsidios para combustibles fósiles⁸.

Si bien es cierto se ha logrado la reducción significativa de la dependencia en la producción termoeléctrica y la creación de condiciones de

⁴ Quien gana las elecciones con la propuesta de abandonar las políticas neoliberales.

⁵ Entre 2006 y 2014, el precio promedio del petróleo ecuatoriano fue de USD 87.

⁶ El Mandato Constitucional 15, traspasó todos aspectos del sector eléctrico (generación, distribución, inversión y fijación de precios) bajo el control del sector público.

⁷ Un pilar central de este proyecto fue la construcción de 8 nuevas represas hidroeléctrica: Manduriacu, Sopladora, Coca Codo Sinclair, ToachiPilatón, Minas San Francisco, Mazar Dudas, Delsitanisagua y Quijos.

⁸ Por ejemplo, se espera que Coca Codo Sinclair permita el ahorro de 600 millones de dólares al año en importaciones de combustibles

soberanía y seguridad energética⁹(World Energy Council, 2020), en términos generales el resultado de las políticas energéticas fue la sobreproducción de energía eléctrica que, al no poder anclarse a una demanda industrial nacional¹⁰, fue reorientada hacia la exportación y la oferta de costos de energía más barata para los proyectos de explotación minera a gran escala. Es así que, como expresión de las contradicciones generadas al intentar cambiar la estructura productiva del país a partir de la profundización de la dependencia financiera de la renta de los recursos naturales, se reproduce la dependencia del modelo de acumulación de capital extractivista que se pretendía superar (Purcell & Martínez, 2018). Adicionalmente, esta propuesta dejó de lado intervenir sobre los subsidios a los combustibles demandados por el sector de transporte (diésel, gasolina extra, gasolina súper) que se beneficia de una gran parte del presupuesto asignado a los subsidios.

1. Más soberanía, más consumo y más subsidios energéticos

En el período 2009-2019, el consumo energético por habitante creció 10,7%, pasando de 4,94 BEP/hab. en 2009 a 5,47 BEP/hab. en 2019. La suficiencia energética promedio fue de 2,12 “lo que indica que la producción de energía primaria, en su mayoría compuesta por petróleo crudo, ha sido aproximadamente el doble de la oferta energética” (IIGE, 2019). La demanda energética se incrementó 36,2% pasando de 69 millones BEP en el año 2009 a 94 millones BEP en 2019. A excepción de los años 2015 y 2019, la demanda energética del país ha mantenido una baja elasticidad¹¹ con respecto a la variación del PIB. Un índice bajo de elasticidad,

⁹ Según el Consejo Mundial de Energía (WEC), que mide la sostenibilidad energía según tres dimensiones: seguridad energética, equidad energética (accesibilidad y asequibilidad) y sostenibilidad ambiental para el 2020, Ecuador ocupa el puesto 32 entre 108 países.

¹⁰ Entre 2007 y 2015 la actividad manufacturera registró una caída de su participación en el PIB de 14% al 12% (Purcell & Martínez, 2018).

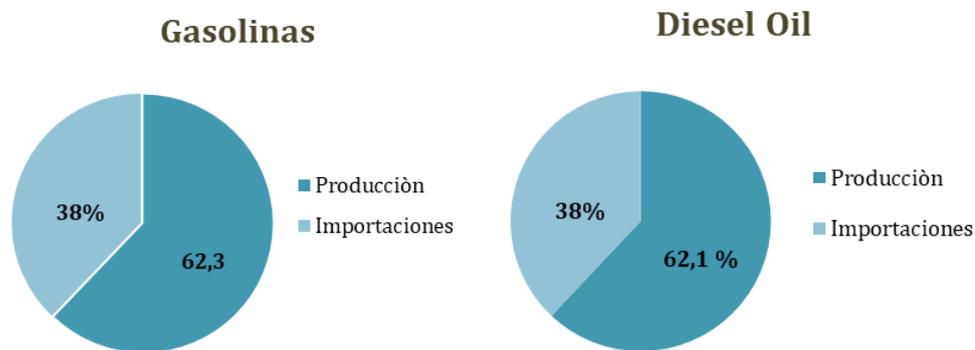
¹¹ La elasticidad de la demanda energética permite identificar el grado de estabilidad que tiene el sector energético respecto a las variaciones en las condiciones económicas del país.

indica que la demanda de energía casi no cambia ante las variaciones en el ingreso nacional(IIGE, 2019).

Durante la década analizada, se registró un aumento del 63,9% de las importaciones de energía requeridas para abastecer la demanda del país; estas importaciones están compuestas principalmente por gasolina y diésel, ambos con un peso importante en los subsidios de combustibles. Este incremento se produjo a pesar de que la demanda energética es menor a la oferta de energía primaria total, lo que nos da indicios de que la importación de combustibles está dirigida a satisfacer una demanda sectorial, fundamentalmente el transporte.

La demanda de combustibles es mayor a la producción secundaria de derivados, lo que también se ve reflejado en el incremento de las importaciones de estos bienes energéticos. De acuerdo al balance nacional, en 2019, la oferta del diésel ascendió a 1446 millones de galones (62,1% importados, 37,9% nacional), la oferta de gasolinas a 1376 millones de galones (62,3% importados, 37,7% nacional), y la oferta de GLP a 1252 millones de kg (85,3% importados, 14,7% nacional). Como se mencionó antes, el significativo peso de las importaciones de combustibles nos da indicios de la importancia de los subsidios a los derivados de petróleo en la economía ecuatoriana, y el sector de transporte en particular.

Figura 2. Oferta de derivados



Fuente: IIGE. Recuperado de: Balance energético nacional 2019.

Tabla 1. Distribución del total del subsidio por tipo de combustible

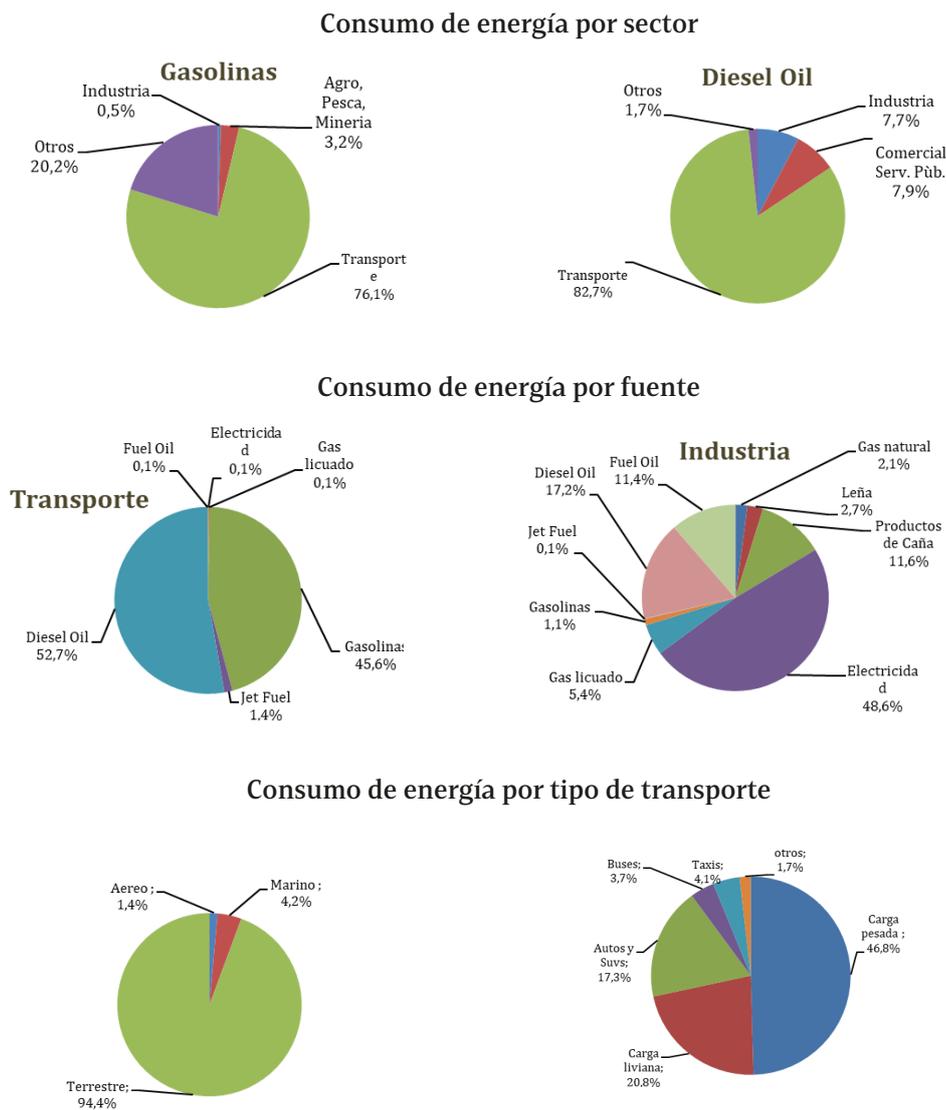
Combustible	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Diésel	50,1%	44%	41,3%	47,2%	64,4%	67,1%
Gasolinas	33,8%	20,9%	29,2%	33%	17,6%	12,1%
GLP	16,1%	35,1%	29,5%	19,8%	18%	20,8%

Fuente: Grupo Faro

El transporte ha sido históricamente el sector con mayor demandada de energía, con un valor promedio de 37,9 millones de BEP en el período 2009-2019. Este valor es casi el triple del demandado por el sector industrial (13,3 millones de BEP) y el sector residencial (12 millones de BEP). En 2019, el 52,7% de la energía consumida por el sector transporte provino de diésel y el 45,6% de las gasolinas. Al desagregar el consumo del sector transporte por tipo de vehículo, el transporte terrestre registró una demanda equivalente al 94,4% del total, siendo el segmento de mayor participación el transporte de carga pesada con 46,8. Por tipo de vehículo, los vehículos de pasajeros fueron los mayores consumidores de gasolinas, con 47,0% del total; mientras que los mayores demandantes de diésel fueron los vehículos de carga pesada, con una participación del 74,1% (IIGE, 2019).

El diésel y la gasolina también son las fuentes de mayor demanda de energía, mostrando respectivamente un crecimiento de 33,5% y 58,4%, durante el período 2009-2019. Para el mismo período, la demanda de gas licuado de petróleo (GLP), principal combustible utilizado para la cocción de alimentos, tuvo un crecimiento de 29,5%. En 2019 el diésel representó el 32,2% del total de energía consumida en el país, mientras que las gasolinas significaron 29,6%, la electricidad 17,2% y el GLP 10%. El 82,7% del diésel consumido en 2019 fue destinado al transporte, sector que también consumió 76,1% del total de gasolina. Por otra parte, el sector residencial es el mayor demandante de GLP en el país, con 70,8% del total consumido (IIGE, 2019).

Figura 3. Consumo de energía, 2019



Fuente: IIGE. Recuperado de: Balance energético nacional 2019

Cabe señalar que, los subsidios a los combustibles actuaron como incentivo para el incremento del parque automotor. Esto sumado a la mayor demanda energética de la población, generó el aumento de las importaciones de combustibles que, en un escenario al alza del precio internacional del petróleo y sus derivados, incidió en el incremento del peso de

los subsidios en el presupuesto público, situación que se agravó a partir de la caída de los precios internacionales del petróleo en 2014.

En 2014, el país ocupó el tercer lugar en América Latina en subsidios energéticos como porcentaje del PIB. En el período 2009-2019, los subsidios a los combustibles fósiles representaron alrededor del 7% del gasto público o dos tercios del déficit fiscal, el 3% del PIB y el 22% de los ingresos por exportación de petróleo (BID, 2019)(FMI, 2020). Adicionalmente, los subsidios energéticos incentivan el contrabando hacia los países vecinos con precios de mercado más elevados; según las estimaciones de Gould et al., cerca del 5% de los cilindros de GLP son desviados a Perú y Colombia a través del contrabando(Gould, y otros, 2018).

Entre las pocas medidas tomadas con respecto a los subsidios están la eliminación parcial del subsidio al combustible aéreo (Decreto 1283), el retiro parcial del subsidio al diésel industrial (Decreto 799), y el aumento el precio de la gasolina súper. Una de las preguntas que subyace es por qué un gobierno que contaba con altos niveles de aceptación e ingresos no retiró el subsidio a los combustibles en el período de crecimiento económico y mejora de las condiciones de vida. Las respuestas que se pueden ensayar salen del campo técnico-económico y se centran en la importante disputa política entre el Gobierno y las organizaciones indígenas y de trabajadores sostenido durante el período 2008-2017¹²; caracterizado por la acción activa de contención gubernamental en torno a la conflictividad socio-ambiental ligado a los proyectos de extracción de recursos naturales, centrales en el proyecto económico del gobierno y contrapuestos a la agenda indígena anti-extractiva construida durante dos décadas (Herrera & Macaroff, 2020)(Ospina & Lander, 2012). La eliminación de los subsidios, considerado un símbolo de las políticas neoliberales de la década anterior hubiera fortalecido las posiciones del movimiento indígena ante la sociedad y puesto en riesgo la cancha ganada por el gobierno a nivel territorial.

¹² Este período político se caracterizó por la hegemonía política de un partido y el debilitamiento de los movimientos sociales, del movimiento indígena en particular.

2. Entre el ajuste fiscal y el estallido social

Durante el 2017, primer año de gobierno de Lenín Moreno, los subsidios al diésel, gasolinas y GLP, sumaron alrededor de USD 1 996 millones, el 96% del gasto total en subsidios a los combustibles; este valor es mayor al porcentaje promedio (85%) registrado en el período 2007 – 2015 (Castillo & Gómez, 2019). En este mismo año el déficit fiscal llegó a USD 5 838 millones (3,9% del PIB) y el estado empezó un proceso de consolidación fiscal, que incluyó medidas de ajuste en el gasto corriente y la inversión pública.

En el escenario de ajuste encaminado a la firma de un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional, en agosto de 2018, el gobierno liberalizó el precio de la gasolina súper¹³ (Decreto 619) y redujo el subsidio a la gasolina extra y ecopaís¹⁴ (Decreto 490). Dado el poco alcance de las medidas anteriores en términos de ahorro fiscal¹⁵, en octubre 2019, se anunció la eliminación del subsidio a la gasolina y diésel (Decreto 833). Ante esta medida, el sector transporte -mayor consumidor de diésel y gasolina- se paralizó en medio de movilizaciones estudiantiles a la que se sumaron el movimiento indígena y de trabajadores, desencadenando el mayor levantamiento social registrado desde la década de los noventa, el cual terminó con la derogatoria del Decreto 833 y la instalación de una mesa de diálogo para analizar la focalización de los subsidios, que no prosperó.

Durante y después del estallido social, se reabrió el debate político en torno a la eliminación y focalización de los subsidios a la gasolina extra y el diésel a fin de explicar la fuerte oposición de los sectores movilizad os a su eliminación.

¹³ El precio pasa de USD 2,98 por galón a USD 3,10, y será determinado en forma mensual por Petroecuador, con base en el costo promedio ponderado más los costos de transporte, almacenamiento, comercialización y un margen adicional.

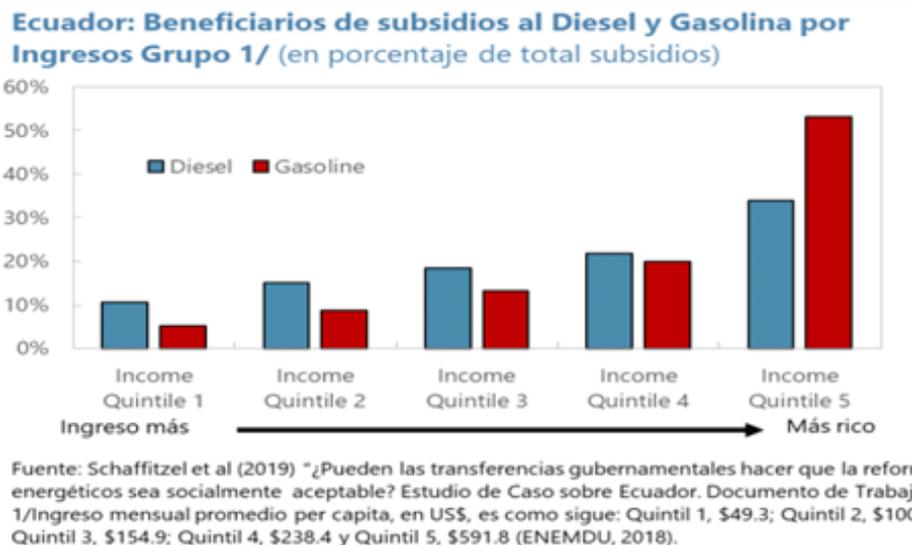
¹⁴ Las gasolinas extra y ecopaís que pasaron de USD 1,48 por galón a USD 1,85

¹⁵ La mayoría de los consumidores de gasolina súper sustituyeron el consumo de esta por gasolina extra, disminuyendo el beneficio fiscal de la medida.

3. ¿Quién se beneficia de los subsidios a los combustibles? ¿Qué nos dice del estallido social?

Desde el 2010, se han generado análisis que evidencian el carácter ineficiente de los subsidios a los combustibles en el Ecuador, que benefician sobre todo a los quintiles de mayor ingresos: la gasolina es utilizada principalmente por los hogares más ricos que poseen automóviles, el diésel se usa como insumos para la mayoría de los bienes de consumo –probablemente a través del transporte–, y el GLP para cocinar se distribuye de manera más o menos uniforme en los cinco quintiles de ingreso (MINPRO, 2010) (BID, 2019). Así mismo se ha evidenciado que estos subsidios son un medio muy costoso para proporcionar ingresos a los hogares pobres y vulnerables¹⁶ (Feng et al. 2018) (BID, 2019), es así que, según las últimas estimaciones del BID (2019), transferir USD 1 al quintil de ingresos más bajo cuesta USD 20 a través del subsidio a la gasolina, USD 9 con los subsidios al diésel y USD 5 con subsidios al GLP.

Figura 4. Beneficiarios de subsidios al Diesel y Gasolina por Ingresos Grupo 1



¹⁶ Según Feng et al. 2018 “cuesta US\$ 13 transferir US\$ 1 a los hogares del quintil inferior en Ecuador utilizando los subsidios a la gasolina y el diésel; US\$ 10 con los subsidios a la electricidad, y US\$ 7 con los subsidios al GLP”.

Con respecto a la eliminación de los subsidios, se demuestra que esta puede perjudicar a los consumidores si se implementa de manera no dialogada con la sociedad o sin generar mecanismos de compensación. Los efectos totales de los aumentos de precio de la gasolina y el diésel en el bienestar están bastante influenciados por los efectos indirectos de dichos incrementos. El tamaño de estos efectos depende de la cantidad de gasolina y diésel utilizada en las cadenas de suministro de los bienes consumidos en los hogares (Feng et al. 2018)

De manera particular las simulaciones realizadas por Schaffitzel et. Al., establecen que el impacto distributivo de la eliminación de los subsidios al diésel es el más importante en términos de gastos adicionales, la mayoría (95%) provenientes del efecto indirecto producido por costos adicionales de electricidad, alimentos y transporte. En el caso de la eliminación de los subsidios al GLP este presenta un aumento directo del gasto y en caso de la gasolina los costos indirectos adicionales se originan en el aumento de los gastos en transporte. Los impactos distributivos totales son progresivos para la reforma de los subsidios a la gasolina, ligeramente regresivos para el diésel y altamente regresivos para el GLP (BID, 2019).

Estas estimaciones, no están alejadas de las percepciones que tiene la población sobre el efecto que tendrá la eliminación del subsidio del diésel y el gas doméstico en su bienestar. El temor a los efectos inflacionarios sobre el costo de los alimentos y el transporte público está relacionado con el hecho de que ambos rubros son significativos sobre el presupuesto de los hogares de menores ingresos y son parte importante de los costos de producción y distribución de los alimentos, sobre todo en las zonas rurales. Es comprensible que, dado el empeoramiento en las condiciones de vida en las zonas rurales, registrado desde el 2016¹⁷, la eliminación no dialogada de los subsidios de la gasolina extra y el diésel

¹⁷ Aumento de la pobreza y pobreza extrema multidimensional, ubicándose a diciembre/2019 en el 71% y el 42%, respectivamente. Además, se registra un aumento del desempleo, subempleo, empleo informal y el trabajo no remunerado.

haya generado el estallido social de octubre del 2019, protagonizado por población indígena, campesina y de sectores populares urbanos.

A las razones materiales que motivaron la movilización social debe agregarse el significado simbólico que tiene para la memoria histórica de las comunidades indígenas y campesinas la no eliminación de los subsidios de los combustibles como una conquista ante las políticas de ajuste estructural impulsadas por el Estado y las élites. Esto es relevante en un contexto de avance de las políticas neoliberales, donde la crisis ha sido el argumento a partir del cual se ha legitimado la pérdida de empleo, la reducción de la capacidad adquisitiva, la pérdida de acceso a servicios públicos que garantizan derechos y, las posibilidades de ascenso social y mejoras en el bienestar (Herrera & Macaroff, 2020).

Reflexiones finales

En mayo de 2020, con el telón de fondo de la crisis económica provocada por la pandemia, el gobierno ecuatoriano estableció la libre importación de combustibles para el sector privado (Decretos 1158), así como el sistema de bandas¹⁸ para la fijación de los precios del diésel y las gasolinas extra y ecopaís (Decreto 1054) destinadas a los sectores automotriz, camaronero, pesquero y atunero, con el objetivo de reducir gradualmente el subsidio de los combustibles. El gas de uso doméstico (GLP) no subirá de precio.

Dado el contexto de crisis generalizada y deflación, que ha afectado a la economía durante la pandemia, será complejo determinar el impacto de esta medida sobre el bienestar de los hogares de menores recursos en el corto plazo. Las proyecciones del efecto de la pandemia sobre pobreza y pobreza extrema, advierten sobre la posibilidad de que Ecuador retorne a los niveles de hace una década (PNUD, 2020) y que a septiembre de 2020, solo el 30% de los hogares podían cubrir el costo de su canasta

¹⁸ La banda de fluctuación se movería alrededor del 5% de un precio base. En diciembre 2020, se redujo al 3% para el diésel. Este sistema controlado fija los precios de manera mensual. En el caso de que la banda rompa el mercado internacional, los precios se mantendrían en el país, protegiendo así al consumidor.

básica (Revista Gestión, 2021). Dado las características regresivas de eliminación del subsidio del diésel y la posibilidad de que se activen efectos indirectos de la medida sobre los costos de los alimentos y el transporte –ambas divisiones de bienes y servicios poseen las mayores ponderaciones en el IPC–es necesario activar los mecanismos de diálogo y compensación social que permitan recanalizar los recursos ahorrados por la eliminación de los subsidios hacia los hogares de los quintiles de menores ingresos.

Este diálogo debe hacerse dentro del marco de la discusión de un modelo integral de desarrollo que permita articular la estructura productiva, la matriz energética, la inversión pública y los mecanismos de protección social, que tal como se evidencia en este documento, están estrechamente vinculados.

REFERENCIAS

- BID. (2019). *Schaffitzel, Filip; Jakob, Michael; Soria, Rafael; Vogt-Schilb, Arien; Ward, Hauke*. Obtenido de ¿Pueden las transferencias del gobierno hacer que la reforma de las subsidies energeticos sea socialmente aceptable?: un estudio de caso sobre Ecuador.
- Castillo, José G., & Gómez, Némesis (Julio de 2019). Mantener o ajustar: el dilema de los subsidios a los combustibles en Ecuador. *Boletín de Política Económica*, 22-29. Obtenido de www.ciec.espol.edu.ec/boletin-politica-economica
- CEPAL. (2020). *El desafío social en tiempos del Covid-19*. Santiago: Naciones Unidas. Recuperado el 28 de Septiembre de 2020, de <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/45527>
- FMI. (2020). *Informe país No. 20/150*. Washington, D.C.: Fondo Monetario Internacional .
- Gould, Carlos, Schlesinger, Samuel, Ochoa Toasa, Andrés, Thurber, Mark, Waters, William. F., Graham, Jay P., & Jack, Darber. (Octubre de 2018). Government policy, clean fuel access, and persistent fuel stacking in Ecuador. *Energy for Sustainable Development*, 46, 111-122. doi:<https://doi.org/10.1016/j.esd.2018.05.009>

- Herrera, Stalin, & Macaroff, Anahí. (2020). Una golondrina no hace verano, pero su presencia lo anuncia. Herencia de la insurrección de los zánganos. En S. Herrera, C. Molina, & V. Torrés Davila, *Ecuador. Balances, debate y desafíos pos-progresistas* (págs. 33-76). Buenos Aires: CLACSO.
- IIGE. (2019). *Balance Energético Nacional*. Instituto de Investigación Geológico y Energético . Quito: MERNNR.
- MEER . (2016). *Plan Maestro de Electrificación 2016-2017*. Quito: Ministerio de Electricidad y Energías Renovable.
- MINPRO. (2010). Ministerio Coordinador de la Producción.
- Ospina, Pablo, & Lander, Rickard. (enero-junio de 2012). Movimiento indígena y revolución ciudadana. *Cuestiones de Política*, 48.
- Purcell, Thomas. F., & Martínez, Estefania. (July de 2018). Post-neoliberal energy modernity and the political economy of the landlord state in Ecuador. *Energy Research & Social Science*, 41, 12-21. doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.04.003>
- Revista Gestión. (10 de Enero de 2021). *La pandemia dejó un ecuatoriano austero*. (R. Gestión, Ed.) Recuperado el 20 de Enero de 2021, de Revista Gestión: https://revis-tagestion.ec/economia-y-finanzas-analisis/la-pandemia-dejo-un-ecuatoriano-austero?fbclid=IwAR3KL4PlyJx953TPbNfOuXR-xkw5SVWjT9-tPy-_1a5gGtrrqioCF1dkgucQ
- World Energy Council. (2020). *Trilemma World Energy*. (W. E. Council, Ed.) Obtenido de World Energy Trilemma Index: <https://trilemma.worldenergy.org/reports/main/2020/World%20Energy%20Trilemma%20Index%202020.pdf>

Y-TEC, el sueño del salto tecnológico nacional

Y-TEC, o sonho do salto tecnológico nacional

María Eugenia Ortiz*

Palabras clave: Y-TEC – Ciencia y Tecnología – Estado emprendedor – Economía del hidrógeno.

Palavras-chave: *Y-TEC - Ciência e Tecnologia - Estado Empreendedor - Economia do Hidrogênio.*

Introducción

YPF Tecnología S.A., más conocida por su sello “Y-TEC”, es la empresa creada en 2013 en Argentina con el 49% de participación del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y el 51% de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad Anónima (YPF S.A.). Se ubica en la localidad de Berisso, en un edificio moderno de 13.000 m². Su objetivo principal es la creación de productos tecnológicos para el sector energético y la formación de especialistas en la industria.

En su sitio web¹ se presenta como “un puente entre el sector científico y el productivo” (Y-TEC, 2020). Si bien las demandas vinculadas a la

* Centro de Investigación y Transferencia Santa Cruz (CIT SC-CONICET). Universidad Nacional de la Patagonia Austral (UNPA). Instituto Superior de Enseñanza Técnica (InSET). Argentina. me.ortiz@conicet.gov.ar. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable.

¹ <https://y-tec.com.ar/>

explotación de los yacimientos no convencionales en Vaca Muerta aparecen como una prioridad, también se propone brindar soluciones a los yacimientos convencionales con pozos maduros, impulsar el desarrollo de las energías renovables, contribuir a consolidar el entramado tecnológico productivo local, asociarse con centros de investigación, empresas o emprendedores bajo un modelo de innovación abierta, conformar consorcios de investigación y desarrollo (I+D), entre otras.

Figura 1: Y-TEC



Fotografía de Y-TEC (2020) Recuperado de: <https://y-tec.com.ar/somos-y-tec/>

Al momento de la escritura de este artículo, Y-TEC cuenta con doce productos² y dos servicios tecnológicos en el mercado, un programa orientado a investigadores y personal de apoyo de CONICET, un programa de becas doctorales y posdoctorales dirigido a jóvenes graduados universitarios, un programa de pasantías, dieciséis áreas de especialidad y dos consorcios de Investigación y Desarrollo (I+D).

A continuación se presenta una revisión del surgimiento de Y-TEC como el corolario de dos procesos convergentes que tuvieron lugar entre 2003 y 2015. Estos son, por un lado, la reactivación de la inversión en Ciencia y Tecnología (en adelante CyT) y, por el otro, el reposicionamiento del Estado como “emprendedor” (Mazzucato, 2014) del desarrollo nacional con valor agregado tecnológico. Seguidamente, se ilustrará la potencialidad

² Entre ellos un kit de detección rápida del SARS-COV-2 que en el contexto de la pandemia adquiere suma relevancia.

estratégica de la empresa en el área de las energías renovables, tomando el caso de la Planta Experimental de Hidrógeno (PEH) ubicada en Santa Cruz, que podría revalorizarse en el marco del consorcio “H2ar”, impulsado por la empresa de base tecnológica. Finalmente se presentarán algunas reflexiones.

Para la realización de este documento se relevaron fuentes secundarias y se realizaron entrevistas a actores clave, directivos del Centro de Investigación y Transferencia Golfo San Jorge (CIT GSJ – CONICET), directivos de la Planta Experimental de Hidrógeno y representantes políticos locales de Pico Truncado, Santa Cruz.

1. La apuesta por el desarrollo tecnológico endógeno.

El sector energético acaparó uno de los principales lugares de la agenda pública desde el año 2011, cuando se tomó conocimiento de la existencia de uno de los mayores reservorios de petróleo no convencional³, en la formación geológica Vaca Muerta ubicada en la cuenca neuquina. Un año después, en un contexto de déficit sectorial y retracción de la producción⁴, se declaró de interés público nacional y objetivo prioritario, el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos; y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. (Ley N° 26.741, de “Soberanía Hidrocarburífera”).

La nueva estrategia del Estado argentino giró en torno a tres objetivos. Como primer punto, contener el déficit comercial producto de la importación de combustible. En segundo lugar, crear valor agregado mediante

³ Así puede leerse en el sitio web de YPF SA: “Vaca Muerta tiene un enorme potencial para la obtención de gas (308 TCF) y cuenta con importantísimos recursos de petróleo que alcanzan los 16,2 miles de millones de barriles, según el último informe del EIA 2013, lo que significa multiplicar por diez las actuales reservas de la Argentina” (YPF, 2020).

⁴ El giro neoliberal de finales de siglo, con la empresa privatizada, aceleró la extracción y “comoditización” de los recursos. Ello significó, entre otros efectos, la sobre explotación de los pozos activos, situación agravada por el abandono de las actividades exploratorias por parte de las empresas privadas (Sabbatella, 2014).

el desarrollo local de tecnología y, en tercera instancia, que el sistema científico se involucrara en aquel desarrollo endógeno. (Dvorkin, 2017)

En cuanto al déficit comercial, se ha constatado el impacto que tuvo la política de ampliación de la demanda energética. Entre 2003 y 2013 la demanda de energía eléctrica en el país creció un 50%, producto de la recuperación económica que tuvo lugar en ese período. Como respuesta ante este crecimiento se optó por la extensión de la capacidad instalada a partir de la creación de centrales de generación térmica dependientes del gas natural, y alternativamente del gasoil o fueloil, las cuales representaron el 72% de la potencia instalada. (Goldstein, Kulfas, Margulis y Zack, 2016).

La multiplicación de centrales de generación térmica en un escenario de retracción de los niveles de producción de petróleo y gas, profundizó la dependencia de la matriz energética hacia el gas natural y obligó a importar, produciendo en consecuencia una brecha entre oferta y demanda que perjudicó la balanza comercial. Sumado a ello, la política de subsidios a la oferta aceleró el déficit fiscal y repercutió en el histórico cuello de botella argentino, el déficit de divisas para la economía. (Barrera y Serrani, 2018).

Hacia 2012 la Argentina importó bienes a un precio promedio que representó dos veces y medio el de los bienes exportados (Dvorkin, 2017). Era claro, al menos para quienes adscriben al “estilo tecnológico de desarrollo inclusivo”⁵, que el país necesitaba sustituir las importaciones y apostar a la complejización de la matriz productiva, a partir de la producción local de tecnología. Ello requería del rol protagónico del Estado como iniciador, que adoptara riesgos y vinculara la producción con la investigación científica, eso que Mariana Mazzucato (2014) definió como un “Estado emprendedor”.

⁵ Un estilo tecnológico inclusivo, contempla el desarrollo de tecnología local, con liderazgo del Estado nacional y participación de PYMES, especialmente las de base tecnológica, junto a instituciones de ciencia y tecnología, para alcanzar simultáneamente crecimiento económico e igualdad social. (Dvorkin, 2017).

Puntualmente para el sector energético, aquella vocación se institucionalizó en el año 2012, con la sanción de la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera. El texto de esta norma define en el Artículo 3 una serie de principios de la política hidrocarburífera nacional, entre los cuales se encuentran:

- a) La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; (...) e) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto. (Ley 26.741, 2012)

Respondiendo a los objetivos enumerados, se crea Y-TEC, la empresa de base tecnológica que cuenta con más de trescientos profesionales y se propone la incorporación de conocimiento de valor científico tecnológico para superar los límites del sector energético.

2. La política científica y tecnológica vinculada con la energía y la producción.

La apuesta por la incorporación de valor a través del conocimiento ocurrió en un contexto de recomposición del sector de ciencia y tecnología nacional que posibilitó las condiciones para la creación de Y-TEC.

Como reacción contra el ocaso neoliberal⁶, a partir del 2003 comenzó un período de fuerte inversión en el sistema de CyT. Siguiendo a Salvarezza (Dvorkin, 2017, Capítulo 8, p. 131), la misma pasó de representar el 0,46% del PBI (2004) al 0,7% (2015), mientras que la evolución del

⁶ De acuerdo con Salvarezza, las políticas de CyT durante los años 90 se asentaron sobre el descrédito hacia la actividad científica, la amenaza de privatizar el CONICET, la reducción de salarios, entre otros puntos críticos que derivaron en el éxodo de miles de científicos del país. Hecho que se sumó al desmantelamiento de la estructura productiva y la reprimarización de la economía argentina, y que, junto al crecimiento exponencial de la pobreza y la desigualdad, hizo eclosión en la mayor crisis económica, social y política argentina en el año 2001. (Dvorkin, 2017, Capítulo 8, p. 131)

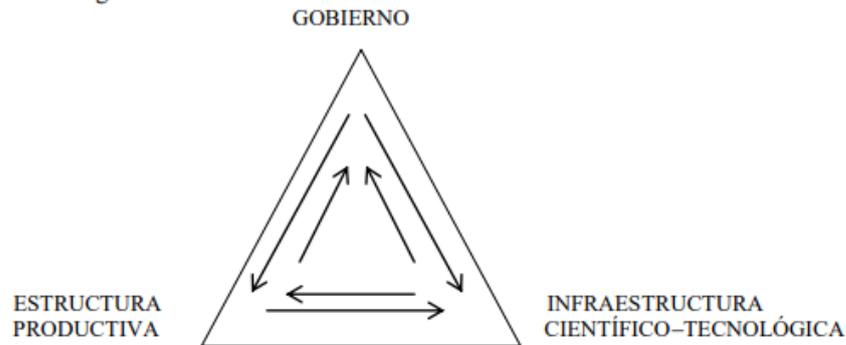
PBI se duplicó (de 250000 millones de dólares en 2003, a 500000 millones en el 2014). Ello repercutió en los presupuestos de los organismos de CyT, puntualmente el del CONICET (cuyo presupuesto se multiplicó veinte veces, alcanzando los 5200 millones de pesos en el año 2015). La importancia de una política para la CyT argentina se visibilizó con la creación del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCYT), en el año 2007.

La importancia de la inversión fue acompañada por un cambio en la forma de pensar, desde la comunidad científica, el quehacer científico tecnológico en relación con las necesidades del desarrollo nacional. El MINCYT definió temas estratégicos en el Plan Nacional de Ciencia y Tecnología 2020 y convocó complementariamente a Proyectos de Investigación Orientados (PIOs) de los cuales participó la Fundación YPF.

Mientras que el CONICET fortaleció las áreas de vinculación tecnológica, impulsó proyectos de transferencia tecnológica y social (PDTs), protegió la propiedad intelectual mediante el patentamiento, promovió la presencia en consorcios público-privados con objetivos de transferir tecnología y creó áreas de investigación y desarrollo en empresas, tal es así que en el año 2012 se convirtió en socio directo de YPF S.A. (Dvorkin, 2017)

Resulta ilustrativo en este punto, observar la vinculación entre YPF SA., el sistema de CyT y la política nacional como rectora del proceso entre 2003 y 2015, tomando la figura del “triángulo de Sábato” (1968). Éste representa las interacciones necesarias que deben darse entre la estructura económica, la infraestructura CT y el Gobierno, con el fin de “lograr capacidad técnico-científica de decisión propia a través de la inserción de la Ciencia y de la Técnica en la trama misma del proceso de desarrollo” (Sábato y Botana, 1968, p. 4).

Figura 2: el triángulo de Sábato



Fuente: Sábato y Botana, 1968.

El rol de iniciador que ejerció el Estado, promoviendo la producción de valor agregado tecnológico en el sector energético mediante la reconfiguración de la infraestructura científico tecnológica, llevó a los más entusiastas a posicionar a Y-TEC como un “verdadero INVAP petrolero” (Dvorkin, 2017). No obstante, las expectativas que abre la empresa no solo se dan en materia de hidrocarburos, sino también en las iniciativas tendientes a la diversificación a largo plazo de la matriz energética, aunque las mismas requieren de inversiones elevadas y predisposición para adoptar los riesgos, es el caso del “hidrógeno verde” que a continuación se describirá.

3. Y-TEC y la potencialidad del hidrógeno verde en el sur argentino.

El hidrógeno es el elemento químico más simple, ligero y abundante en el mundo. No obstante, no se encuentra libre. Combinado con el carbón, el petróleo y el gas natural, se obtiene el “hidrógeno gris”; con el gas natural con captura y almacenamiento de carbono, se obtiene “hidrógeno azul”; o mediante la electrólisis del agua, el “hidrógeno verde”.

Las posibilidades de una “economía del hidrógeno” en América Latina se apoya en las ventajas de la abundancia regional de recursos naturales, el adelanto de ciertas técnicas como el acople de los electrolizadores a

la red eléctrica (lo cual permitiría almacenar excesos de energía) y los avances sobre la posibilidad de descarbonizar el transporte pesado, la industria y el ámbito doméstico.

Algunas de las experiencias regionales sirven de muestra respecto a las perspectivas abiertas por el hidrógeno verde en el mundo: la exploración de la Corporación de Fomento a la Producción (CORFO), junto a consorcios internacionales en la descarbonización de la minería chilena, la investigación sobre el transporte interurbano que realiza la petrolera ANCAP en Uruguay, el proyecto privado “Hychico”, del grupo petrolero CAPSA, en la provincia de Chubut que combina el hidrógeno verde con motores de combustión con miras a la exportación y la Planta Experimental de Hidrógeno en Costa Rica. (Maio et al, 2020).

En Argentina se sancionó la Ley 26.123 (2006), que declara de interés nacional “el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía” (Artículo 1). Entre sus objetivos se encuentra “promover la vinculación y coordinación entre sectores del Estado nacional, industrias, instituciones de investigación y desarrollo y universidades para el establecimiento a nivel nacional y regional de la industria del hidrógeno” (Artículo 3°). Sin embargo, la Ley no se reglamentó y el plano político trabaja en su actualización⁷.

Pese a ello, la vinculación parece hacerse efectiva (catorce años más tarde) mediante el Consorcio para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina (H2ar), impulsado por Y-TEC. Éste se lanzó en julio del 2020, como un espacio colaborativo entre empresas de diversos mercados, interesadas en participar de alguno de los segmentos de la cadena de valor, a las que se les brindará respaldo tecnológico para la producción y/o el desarrollo de I+D relacionado con oportunidades de negocio y asesoramiento respecto a las distintas aplicaciones. Entre los objetivos mencionan:

⁷ Ver “Menna expuso su proyecto de ley para actualizar y mejorar la ley nacional de hidrógeno”. Cali Villalonga. Disponible en: <http://www.calivillalonga.com.ar/menna-expuso-su-proyecto-de-ley-para-actualizar-y-mejorar-la-ley-nacional-de-hidrogeno/> Última visita: 4 de noviembre de 2020.

Consolidar una visión común a mediano y largo plazo que permita alinear los esfuerzos y reducir la incertidumbre de la implementación de nuevas tecnologías y oportunidades de negocio;

Promover pilotos que definan eficiencias, costos y operación de cada una de las soluciones propuestas y dar señales de inversión que activen el mercado;

Generar estrategias en los distintos campos de aplicación que identifiquen desafíos e impulsen el desarrollo de capacidades tecnológicas y productivas locales en forma asociativa. (YTEC, 2020)

El consorcio nace de un diagnóstico que considera al hidrógeno verde como vector de la descarbonización de la industria en el mundo. Su desarrollo es posible hoy debido a la existencia de metas de reducción de Co₂, los costos más competitivos de las energías renovables y un mayor conocimiento tecnológico sobre el proceso de producción en economía de escala. Particularmente para la Argentina, la disponibilidad de gas natural y recursos renovables la convierte en un escenario promisorio. (YTEC, 2020)

La iniciativa es reciente y se propone metas de cumplimiento a 2030, por lo que aún no admite un análisis de sus alcances, sin embargo al momento ha despertado gran interés en el sector⁸. Entre los interesados se encuentran los actores involucrados en la Planta Experimental de Hidrógeno (PEH), localizada en la ciudad de Pico Truncado, al noreste de la provincia de Santa Cruz.

La PEH inaugurada en el año 2005, es un proyecto motorizado por la Asociación Argentina de Hidrógeno y el Municipio de Pico Truncado en el año 2003. Fue declarada de Interés Nacional por el Senado de la Nación y desde su creación lleva una inversión aproximada de cuatro millones de dólares, más gastos de funcionamiento, personal y profesionales

⁸ Ver “Genneia se suma al espacio colaborativo entre organizaciones que permite innovar y promover un sector con proyección futura clave. El consorcio es una iniciativa impulsada por Y-TEC”. (Econojournal, 2020).

externos, inversión que fue realizada entre los distintos niveles del Estado, con decidida participación local en el inicio.

Figura 3: Planta Experimental Hidrógeno. Pico Truncado, Santa Cruz



Fotografía de Franco Purulla. (Pico Truncado, 2020).

La PEH cuenta con dos módulos para producción, almacenamiento, investigación y capacitación, más los anexos, entre los cuales se cuentan un laboratorio de agua con tres plantas de ósmosis inversa, una hidrogenadora (zona de despacho), un laboratorio de plantas e invernaderos, con una superficie cubierta total de 1280 m².

La Planta produce hidrógeno a través de la electrólisis del agua (proceso de separación a partir de la electricidad de la molécula de agua en sus componentes: hidrógeno diatómico y oxígeno) que es considerado a nivel mundial como una solución viable para reducir la brecha entre la descarbonización del transporte y la energía. (Maio, González y López, 2020) Para la zona, significa una posibilidad de diversificar su estructura productiva, cuya principal actividad es la extracción de hidrocarburos⁹.

Este proceso se realiza mediante electrolizadores, la Planta cuenta con tres: un electrolizador Stuart, otro creado por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y un tercero suizo, adquirido a la marca ACCA

⁹ De acuerdo con un informe generado por el ex Ministerio de Hacienda en el año 2018, Santa Cruz extrae el 20% del petróleo en Argentina y el 9% del gas. La cadena daba cuenta de un 14,3 % del empleo privado registrado para ese año. En la zona norte, inserta dentro de la Cuenca del Golfo San Jorge, se encuentran la mayor parte de las concesiones. (Ministerio de Hacienda, 2018)

GEN, y cuyo funcionamiento es clave para el pasaje de la etapa experimental a una industrial debido a su capacidad de producción¹⁰. Al mismo tiempo, la PEH comparte el predio con el primer parque eólico instalado en el país en los años 90, a través de una cooperación con Alemania, y también de gestión municipal. Este parque, con sus reformas, provee la energía eléctrica para completar la electrólisis.

La marca distintiva de la PEH es que el hidrógeno obtenido se inyecta como combustible en los vehículos y luego se obtiene agua nuevamente. Además, cuenta con dos surtidores de expendio, uno de los cuales provee hidrógeno y el otro es una combinación de hidrógeno con GNC. Entre las acciones de transferencia a la comunidad, la PEH dictó cursos de posgrado internacionales, recibe pasantes de la Universidad Nacional de la Patagonia Austral (UNPA) y la Universidad Nacional San Juan Bosco (UNSB), entre otras. Finalmente, aunque no menos importante, la PEH colocó el primer módulo de energía limpia¹¹ de la Argentina en la Base Esperanza de la Antártida Argentina.

En suma, la experiencia de la PEH resulta de interés por su potencialidad en un contexto de mayor interés de mercado y recepción política para el hidrógeno verde. Cabe destacar la participación estatal en la inversión inicial, aunque los cambios políticos afectaron particularmente el financiamiento entre los años 2015-2019 y la actividad central de la PEH se paralizó. Cómo afrontar la reinversión es uno de los límites actuales. Otro límite reside en las desigualdades territoriales visibles en la distribución del personal dedicado a la investigación. Santa Cruz es la segunda provincia con menos investigadores y becarios del país, solo

¹⁰ De acuerdo a las fuentes consultadas de la PEH, este electrolizador produce 100 metros cúbicos nominal hora de hidrógeno y 50 de oxígeno, saliendo a baja presión de 6 a 10 bares, y es fundamental su puesta en funcionamiento luego de cuatro años inactivo.

¹¹ “Esta tarea consistió en colocar un electrolizador, un aerogenerador, un grupo electrógeno, y una cocina, transformados ambos equipos a hidrógeno. Todo esto en conjunto con el Comando Antártico, el CITEFA (Centro de Investigaciones Tecnológicas de las Fuerzas Armadas) y el ITBA.” Pico Truncado: “Capital Nacional del Hidrógeno” (2020, 4 de noviembre) *Observador Central*. Extraído el 4 de noviembre de 2020 de: <http://www.observadorcentral.com.ar/especializadas/industria/energias/pico-truncado-capital-nacional-del-hidrogeno/>

18 y 27, respectivamente, a diciembre de 2019¹² (CONICET, 2020). Aquí se abre una ventana de vinculación entre la PEH e Y-TEC, cuya importancia deberá analizarse a futuro.

Consideraciones finales

Existe la tentación de emparentar estos procesos de vinculación con la existencia de un Sistema Nacional de Innovación argentino. Hacia los años 90 algunos autores señalaron los aspectos “miméticos” respecto de los centros mundiales y el carácter enunciativo que portaba aquel esquema teórico para el país:

Las políticas de innovación fueron adoptadas en Argentina, como en muchos países de América Latina, en un contexto de gran carencia de empresarios innovadores. Por otra parte, existen pocos casos de innovaciones radicales tecnológicamente avanzadas en América Latina, siendo así que la mayoría de sus empresas (con algunas excepciones significativas) realizan innovaciones menores o adaptativas. La conducta tecnológica de gran parte de ellas quedaría más bien comprendida en un concepto más difuso de modernización tecnológica. (Albornoz y Gordon, 2011, p 8).

La reciente recuperación del sector científico tecnológico permitió pensar en estrategias de vinculación con el sector energético que dieron paso a iniciativas innovadoras. Y-TEC puede ser analizada como una demostración de la carencia de cualidades innovadoras de la cultura empresarial argentina. O, visto desde otra perspectiva, de la potencia que adquiere un Estado cuando adopta riesgos en un contexto de promoción de políticas de CyT. Sobre este punto, es pertinente advertir que una política de CyT aislada de las políticas industriales no garantizaría por sí misma el éxito del desarrollo tecnológico, es preciso crearla demanda de tecnología y nuevos conocimientos.

Cabe destacar que las visiones respecto al rol del Estado en general, y en el sector energético en particular, fueron contrapuestas en los períodos

¹² <https://cifras.conicet.gov.ar>

2003-2015 y 2015-2019. La primera gestión, gobernada por el kirchnerismo, se caracterizó por un Estado débil frente al capital privado, pero que persiguió una política de regulación sectorial. En cambio, durante la gestión de Cambiemos se debilitaron las capacidades estatales alcanzadas y se abandonó la meta del autoabastecimiento, mientras que energía y economía corrieron por sendas diferentes. (Barrera, Serrani, Sabbatella, Ortiz 2017).

Estos modelos repercutieron también en las metas de desarrollo tecnológico e incorporación de valor agregado. Mientras que durante el primer período podemos recuperar un estilo tecnológico basado en el conocimiento local, durante el segundo encontramos un “estilo neoliberal periférico” que delega el desarrollo tecnológico a las multinacionales (Dvorkin, 2017). No fue el propósito de este texto ahondar en este análisis, no obstante, no debería desdeñarse el impacto de estos lineamientos contrapuestos en proyectos que requieren de un Estado emprendedor como Y-TEC y la PEH.

Es notorio el avance regional de las energías renovables y el reimpulso del hidrógeno como vector de descarbonización industrial. En relación al futuro de la PEH y respecto de las expectativas abiertas con la creación del consorcio H2AR, la vinculación política, burocrática, empresarial y científica constituye un reto concreto en el presente. El rol iniciador o emprendedor del Estado será de nuevo el determinante en el futuro de esta sinergia.

REFERENCIAS

- Albornoz, Mario (2009). Indicadores de innovación: las dificultades de un concepto en evolución. *CTS: Revista iberoamericana de ciencia, tecnología y sociedad*, 5(13), 9-25.
- Barrera, Mariano A., y Serrani, Esteban. C. (2018). Energía y restricción externa en la Argentina reciente. *Realidad Económica*, (315), p. 9-45.

- Barrera, Mariano, Sabbatella, Ignacio, Serriani, Esteban. & Ortiz, María Eugenia (2017) *Cambios y continuidades en la orientación de la política energética del primer año de la alianza Cambiemos*. X Jornadas de Economía Crítica. Universidad Nacional de General Sarmiento.
- Dvorkin, Eduardo N. (2017). *¿Qué ciencia quiere el país?: los estilos tecnológicos y los proyectos nacionales*. Ciudad de Buenos Aires: Colihue.
- Genneia se suma al espacio colaborativo entre organizaciones que permite innovar y promover un sector con proyección futura clave. El consorcio es una iniciativa impulsada por Y-TEC. (2020, 8 de octubre) *Econojournal* Extraído el 4 de noviembre de 2020 de: <https://econojournal.com.ar/2020/10/genneia-adhiere-al-consorcio-h2ar-para-desarrollar-la-economia-del-hidrogeno/>
- Goldstein, Evelin, Kulfas, Matías S., Margulis, Diego, & Zack, Guido. (2016). Efectos macroeconómicos del sector energético en la Argentina en el período 2003-2014. *Realidad económica*, (298), 32-52.
- Maio, Patrick, González, Julián, López, Carlos Andrés. (2020) Hidrógeno: una revolución para impulsar los sectores de energía y transporte sostenible en América Latina. HINICIO. Extraído el 4 de noviembre de 2020 de: <https://www.hinicio.com/inc/uploads/2019/12/hidrogeno-revolucion-Latam-2020-esp.pdf>
- Mazzucato, Mariana (2014). *El Estado emprendedor. Mitos del sector público frente al privado*. Barcelona: RBA Libros.
- Menna expuso su proyecto de ley para actualizar y mejorar la ley nacional de hidrógeno (2020, 2 de octubre) *Calí Villalonga*. Extraído el 4 de noviembre de 2020 de: <http://www.calivillalonga.com.ar/menna-expuso-su-proyecto-de-ley-para-actualizar-y-mejorar-la-ley-nacional-de-hidrogeno/>
- Sábato, Jorge A., y Botana, Natalio R. (1970). La ciencia y la tecnología en el desarrollo futuro de América Latina. *Arbor*,(575) Noviembre 1993 21-43.
- Sabbatella, Ignacio M. (2012). La política petrolera de la posconvertibilidad: de la herencia neoliberal a la expropiación de YPF. *Argumentos. Revista de crítica social*, (14).
- Sabbatella, Ignacio M. (2014). Neoliberalismo y naturaleza: la “comoditización” de los hidrocarburos en Argentina (1989-2001). *Revibec: revista iberoamericana de economía ecológica*, 22, 101-116.
- Secretaría de Planeamiento y Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva: Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva. (2012) *Argentina Innovadora 2020. Plan Nacional De Ciencia, Tecnología e Innovación. Lineamientos Estratégicos 2012-2015*. Extraído el 4 de

noviembre de 2020 de: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/pai2020.pdf>

Subsecretaría de Programación Microeconómica: Secretaría de Política Económica: Ministerio de Hacienda. (2018) Santa Cruz.

Informes Productivos Provinciales (Informe Número 18). Extraído el 5 de noviembre de 2020 de: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_productivo_santa-cruz.pdf

Política hidrocarburífera en Argentina: categorías en el debate

Política de hidrocarbonetos na Argentina: categorias em debate

Antonella Boris*

Palabras clave: Política hidrocarburífera. Kirchnerismo. Argentina. Modelos de desarrollo. Análisis del discurso.

Palavras-chave: Política do gás natural. Kirchnerismo. Argentina. Modelo de desenvolvimento. Análise do discurso.

Introducción

En el siguiente trabajo, se presenta una síntesis de la tesina de grado titulada “*La política hidrocarburífera en Argentina según el discurso de intelectuales clave: Observatorio de la Energía, Tecnología e Infraestructura para el Desarrollo (OETEC) y Ex Secretarios de Energía*”. La investigación buscó analizar a la política hidrocarburífera de la Argentina en

* Facultad de Ciencias Políticas y Sociales (FCPyS). Universidad Nacional de Cuyo (UnCuyo). Proyecto SIIP “Complejo energético hidrocarburífero: composición y relaciones socioeconómicas de los actores productivos en la provincia de Mendoza (2018/2019)”. Argentina. antonellaborispringles@gmail.com. Integrante del Grupo de Trabajo CLACSO Energía y desarrollo sustentable.

el periodo 2003-2015, desde la mirada de la ciencia política. Tradicionalmente, se ha estudiado la política hidrocarburífera desde un punto de vista histórico (principalmente de YPF y sus transformaciones), a partir de variables económicas (analizando el desenvolvimiento del mercado de hidrocarburos) o desde el análisis de políticas públicas, entre otras posibilidades. Sin embargo, al comienzo de la investigación, no se encontraron antecedentes suficientes que estudiaran el “qué se dice” sobre la política hidrocarburífera¹⁴. Cualquiera sea la problemática a resolver por una política pública, es necesario que previamente ese tema haya sido puesto en agenda, en debate por la sociedad civil.

Al principio de la investigación, se planteó como una anticipación del sentido, que la puesta en marcha de políticas públicas es influenciada por la construcción de discursos que representan intereses contrapuestos. Toda política pública es el resultado de una puja de poder, entre diferentes actores sociales, que organizan el modo de interpretar la realidad y con ello posibles intervenciones sobre ella. En el trabajo de tesina se llevó adelante una investigación exploratoria para identificar aquellos conceptos que estructuran el debate sobre la política hidrocarburífera. A partir del análisis del discurso de actores claves en la política hidrocarburífera, se buscó conocer con mayor detalle, diferentes posicionamientos sobre el rol del Estado en la gestión del gas y el petróleo en la Argentina.

En primer lugar, se planteó un marco teórico en el cual se buscó observar a la política pública desde una mirada “relacional” a partir de los actores sociales que intervienen en ella. Esta perspectiva hizo hincapié en el vínculo de influencia mutua entre el mercado y el sector público. En el caso de la política hidrocarburífera, haciendo foco en el sector del *upstream* por su relevancia en la política energética, se identificaron actores públicos (Secretaría de Energía, YPF, Estados provinciales). Dicha

¹⁴ Se tuvo en cuenta en este sentido, como antecedente de la investigación el trabajo de las investigadoras Cristina Lucchini y Cristina San Román (1^o ed.). (2012). Del pozo al surtidor. La historia del petróleo en Argentina contada por sus protagonistas. Buenos Aires, Argentina: Biblos.

relación adquiere ciertas características de acuerdo al modelo de desarrollo vigente en un momento de la historia.

Previo al estudio de los discursos seleccionados, se describió la historia de la política hidrocarburífera según los modelos de desarrollo que guiaron a la política pública, con el objetivo de rastrear aquellos debates en los que diferentes sectores sociales midieron fuerzas y marcaron el rumbo de la política hidrocarburífera. A partir de esa observación, se identificaron las categorías histórico-sociales que organizaron los debates de la política hidrocarburífera nacional desde sus inicios. Es decir, conceptos que se repitieron a lo largo de la historia en el debate de las políticas hidrocarburíferas. Con el estudio de estas categorías se puede conocer la descripción que realizan los sujetos de su realidad permite decodificar la representación del mundo social que construye, qué voces incluye y deja de lado, y cómo expresa esa lectura en el discurso (Estela Fernández Nadal, 2012).

Luego, esas mismas categorías fueron observadas en discursos claves en el ámbito de la política hidrocarburífera nacional, durante el kirchnerismo. Por un lado, se estudió al grupo de los ex Secretarios de Energía, quienes han tenido un lugar protagónico, entre otros actores sociales, en la gestión de la política hidrocarburífera; por otro lado, el Observatorio de la Energía, Tecnología e infraestructura para el desarrollo (OETEC), un espacio conformado por intelectuales especializados en la materia, que presentó numerosos informes sobre política energética durante las presidencias de Cristina Fernández.

El trabajo buscó analizar a dos actores sociales, los intelectuales de OETEC y ex Secretarios de Energía, para indagar cómo estructuran sus discursos a partir de diferentes categorías; y así poder reconocer distintos modos de leer una política hidrocarburífera concreta, por ejemplo, la importación de gas, petróleo y combustibles para sostener la demanda de energía en el país, la estatización de YPF, el establecimiento de precios mínimos, etc. La construcción de una estructura analítica basada en las categorías histórico sociales presentes en estos discursos, permitió observar la relación conflictiva entre el mercado y el Estado. De

esta manera, la pregunta problema que orientó el trabajo de tesina fue ¿cómo describen la relación entre Estado y mercado los intelectuales de OETEC y ex Secretarios de Energía en sus discursos sobre la política hidrocarburífera?

Las problemáticas referidas a la explotación de hidrocarburos, abordadas como política pública en la Argentina desde fines del siglo XIX a la actualidad, pueden resumirse en cuatro pares de categorías. Son situaciones que fueron interpretadas de diferente manera de acuerdo a la época; y frente a una misma cuestión, los actores sociales que formaron parte del armado de la política hidrocarburífera ofrecieron distintas soluciones según el modelo de desarrollo. La investigación hizo foco en cómo se presentaron estos debates durante los tres kirchnerismos, y si lograron tener una resolución o siguen en disputa. A continuación, se presenta una breve descripción de las categorías histórico sociales presentes en el debate sobre la política hidrocarburífera a lo largo de la historia, y la utilización de estas por parte de los discursos analizados en la investigación.

1. Crisis energética y autoabastecimiento de hidrocarburos

Si bien no son exactamente dicotómicas entre sí, las dos categorías están presentes en momentos claves del debate. Representan dos situaciones límites, como desequilibrio extremo (crisis) y equilibrio deseado (autoabastecimiento) de la demanda y oferta de hidrocarburos. A lo largo del siglo XX, la importancia geopolítica del control de los hidrocarburos por parte de los Estados Nación fue aumentando al calor de diferentes conflictos internacionales. Dos guerras mundiales impactaron de manera significativa en la matriz productiva del país según el desarrollo de la explotación hidrocarburífera nacional, dando lugar a dos crisis energéticas de resultados diferentes. En el contexto de la Primera Guerra Mundial se puso fin a la relación de intercambio de carbón inglés por materia prima de origen agropecuario y se fortalecieron los esfuerzos que ya venían haciendo los gobiernos de principios de siglo en exploración de

hidrocarburos. Durante la Segunda Guerra Mundial, si bien el país ya contaba con una empresa estatal que controlaba toda la cadena energética de hidrocarburos, se vio en la necesidad de diversificar los recursos primarios con los que obtenía energía. El objetivo se cumplió en cierta medida, con la expansión del gas natural y la generación de energía hidroeléctrica, pero la matriz energética siguió siendo dependiente de hidrocarburos hasta nuestros días. Por ello, el autoabastecimiento fue un objetivo importante de la política hidrocarburífera, logrado en el gobierno de Frondizi. Durante el modelo de desarrollo neoliberal, la categoría perdió peso político, porque la extracción de hidrocarburos fue pensada primordialmente para la satisfacción de necesidades del mercado y no de las necesidades y requerimientos del país. En la década del noventa no sólo no era necesaria la importación, sino que el mercado hidrocarburífero se enfocó hacia la exportación, lo que afectó el nivel de reservas de gas natural y petróleo.

A partir del año 2003, ante un aumento de la demanda de energía producto del crecimiento de la economía y un cambio de modelo de desarrollo, la exportación de hidrocarburos fue disminuyendo lentamente. A su vez, en este mismo periodo, el país volvió a importar hidrocarburos. La posterior pérdida de autoabastecimiento impactó en el desenvolvimiento económico posneoliberal, ya que dejaba al país en una situación de vulnerabilidad ante los cambios en el mercado mundial de hidrocarburos.

El sector energético fue uno de los límites estructurales que el gobierno de Cristina Fernández tuvo para avanzar en políticas redistributiva en su segundo mandato. Durante el primer y el segundo kirchnerismo, Kulfas (2016) reconoce en los subsidios una herramienta para sortear esta limitación, destinada a que el consumo y la producción aumenten. Sin embargo, al no generar reformas de fondo, tarde o temprano las limitaciones estructurales del sistema energético pasaron a ser infranqueables. Se vio concretamente cuando la capacidad instalada comenzó a ser insuficiente para cubrir la demanda de electricidad en los grandes conglomerados. La población, sobre todo del Gran Buenos Aires, comenzó a sufrir reiterados cortes de luz durante el verano del 2013. Rapoport

(2010) señala a la crisis energética, junto con las pujas salariales, como los factores que fueron trabas al crecimiento de la economía durante el periodo kirchnerista. A partir del año 2012, con la recuperación del control de YPF por parte del Estado nacional, el autoabastecimiento volvió a ser política de Estado, recuperando visibilidad en el debate público. La discusión en este periodo giró en torno a si la dificultad para alcanzar el autoabastecimiento significó o no una crisis energética.

Los Ex Secretarios asumieron que las consecuencias de esa situación eran señales de una crisis energética. Al no haber suficiente oferta de hidrocarburos para una demanda de energía descontrolada, las industrias y hogares sufrieron cortes intermitentes de gas y electricidad, entre otros efectos. En cambio, OETEC desplaza el eje del debate hacia la seguridad energética, definida como una situación que ha garantizado la disponibilidad de un flujo constante de energía para una demanda en aumento debido a que la energía se habría vuelto más accesible por el control de tarifas. La discusión que entablan los dos grupos de intelectuales analizados sobre la existencia o no de una crisis energética no logra abarcar la complejidad del asunto.

Es importante rescatar de este debate el concepto de seguridad energética, propuesto por OETEC. Tal como se explicó previamente, hace referencia al abastecimiento ininterrumpido de energía, en cantidad suficiente y a un precio accesible para el país demandante. De la seguridad energética se incluyen tres factores en el análisis: el precio de la energía, el comportamiento del consumo y la discrepancia entre la oferta disponible con la demanda. Sin embargo, esta definición no da respuestas concretas sobre la transición energética frente al agotamiento de recursos hidrocarburíferos, reconocida por este grupo como un factor de riesgo que podría derivar en una crisis energética. OETEC también recupera el valor de las empresas estatales o con participación estatal, que tienen otros objetivos de orden público además de generar ganancias: en este sentido, son esenciales en la búsqueda de mayor seguridad energética. A partir de este análisis, cabe preguntarse si la política hidrocarburífera nacional tiene suficientes indicadores que trasciendan los resultados económicos y reflejen de alguna manera las consecuencias sociales de la

gestión en torno al gas y el petróleo. Los indicadores económicos, como la cantidad de petróleo y gas extraído, entre otros, tienen un impacto directo en la balanza comercial, pero indirecto en las condiciones de vida de la población. Si se busca analizar la relación entre Estado y mercado en cuanto a la política hidrocarburífera, parece necesario realizar estudios que tracen un vínculo más estrecho entre la gestión del petróleo y el gas como parte de una cadena energética y las condiciones de vida de la población. En función de las indagaciones realizadas hasta aquí sobre la crisis energética y el autoabastecimiento se plantean nuevos interrogantes: ¿qué indicadores están utilizando los organismos gubernamentales para medir su desempeño, más allá del balance energético? ¿Existen indicadores que midan los efectos directos de la producción de petróleo y gas en la Argentina que incluyan otras dimensiones como la pobreza y condiciones de vida?

2. Liderazgo del Estado nacional empresario o liderazgo del capital privado en el mercado local de hidrocarburos

Las empresas privadas, especialmente las de capitales extranjeros, han sido fundamentales para el funcionamiento del mercado local de hidrocarburos. El control de la explotación de petróleo y gas a nivel mundial está en manos de los países productores de petróleo y empresas multinacionales dedicadas a ello. En Argentina, el control del mercado local de hidrocarburos ha sido objeto de disputa entre el Estado nacional y el capital privado internacional (aliado a empresas locales).

En el modelo agroexportador (1880-1930), el Estado nacional buscó intervenir el mercado local de hidrocarburos, dominado por el trust petrolero, a partir de la exploración de nuevas áreas con recursos hidrocarburíferos. A partir del descubrimiento del primer pozo petrolero en 1907, el Estado nacional pasó de tener una participación minoritaria en el mercado de hidrocarburos con dos pozos en producción (Comodoro Rivadavia y Plaza Huincul) a liderar el sector del upstream a finales de este periodo, con la empresa estatal YPF (Gadano, 2006). El debate se

expresaba en garantizar el total monopolio por parte del Estado o permitir la participación del capital privado.

En el modelo de sustitución de importaciones (1930-1976) no se cuestionó el liderazgo del Estado empresario en el sector petrolero como un objetivo de política pública, incluso se crearon otras empresas estatales en la generación de energía. Es a partir del debate sobre los contratos petroleros de la década del cincuenta cuando el centro de la discusión vuelve a ser el porcentaje de participación del capital privado en la actividad hidrocarburífera.

En el modelo neoliberal (1976-2002), a partir de un proceso de endeudamiento de YPF, desregulación y apertura de la economía del país, el capital privado termina liderando el mercado local de hidrocarburos. A pesar de ello, YPF mantuvo un lugar primordial a lo largo de toda la cadena energética, convirtiendo al gas y al petróleo en recursos fundamentales de la matriz energética nacional.

En el último periodo estudiado, durante los gobiernos de Néstor Kirchner y Cristina Fernández (2003-2015), la discusión siguió abierta en cuanto a si el Estado nacional recuperó su rol empresario o solo se intervino más el mercado local de hidrocarburos en comparación al modelo anterior. Si bien durante estos gobiernos el Estado nacional llevó adelante parte de su política energética mediante Enarsa S.A., así como también con la recuperación de la mayoría accionaria de YPF en el año 2012, no hay certezas sobre el rol que el gobierno kirchnerista quiso adjudicarle al Estado nacional: reestablecerlo como actor central en el mercado de hidrocarburos en su papel empresario o tan solo aumentar su intervención como regulador. (Sabatella 2012 y 2014; Kulfas, 2016) Discutir el papel del Estado nacional en la gestión del petróleo y el gas es clave para pensar al gobierno kirchnerista como impulsor de un nuevo modelo de desarrollo posneoliberal: en ello coinciden los dos grupos de intelectuales. Más allá de las diferencias sobre los objetivos que tuvo y podría tener la política hidrocarburífera, el Estado nacional se reserva un lugar fundamental: en su rol empresario (OETEC) o desde una mira más instrumental (Ex Secretarios de Energía), para generar inversiones

privadas. Ahora bien, dado el predominio de los grandes capitales internacionales en el manejo de este recurso, el Estado nacional en su rol empresario, tendría grandes dificultades para liderar el mercado de hidrocarburos. Sin embargo, la coordinación del Estado nacional es fundamental para asegurarse parte de la oferta total de hidrocarburos para la provisión de cadenas energéticas. Por eso, es necesario preguntarse qué herramientas tiene el Estado nacional actualmente para liderar procesos de política pública en sectores donde el capital privado internacional tiene una presencia tan importante.

3. Los hidrocarburos como recurso estratégico o como una *commoditie*

Si bien el petróleo y gas natural son efectivamente un recurso estratégico que se comercia internacionalmente, a lo largo de la historia argentina la política hidrocarburífera ha resaltado alguna de estas dos características. Durante el modelo agroexportador y de sustitución de importaciones, el petróleo fue considerado mayormente un recurso estratégico. Debido a las tensiones internacionales de principios de siglo XX y con ello la amenaza de una posible guerra, el Estado nacional buscó explotar petróleo en territorio nacional como una manera de asegurarse su aprovisionamiento. Como se nombró en la categoría anterior, la liberalización del mercado de hidrocarburos durante el modelo neoliberal priorizó la exportación de petróleo y gas antes que el consumo interno. Tal como señala Diego Mansilla (2007), en los noventa se construyeron gasoductos para comercializar con Chile y Bolivia, aun cuando una gran parte del territorio nacional no contaba con este servicio público. Si en la década de los noventa se puede reconocer claramente el carácter neoliberal en la gestión del Estado y la consecuente comoditización de los hidrocarburos, durante los gobiernos kirchneristas, la correspondencia de un modelo de desarrollo con la visión de los hidrocarburos como un recurso estratégico, es más difícil. En ese sentido, Sabatella (2014), argumenta la ambivalencia que existió entre los dos modelos. El autor no reconoce políticas públicas que hayan transformado la estructura del mercado de hidrocarburos, salvo la Ley N° 26.741 de Soberanía

Hidrocarburífera, que priorizó el autoabastecimiento de hidrocarburos. Si bien existieron medidas que intervinieron el mercado interno de hidrocarburos, como el barril criollo, se mantuvo la misma estructura y actores sociales que en la década de los noventa.

Kulfas (2016) se refiere a la energía como un recurso estratégico en el modelo económico kirchnerista. Ello debido que el subsidio a las tarifas no significó solo un incentivo al consumo, sino también a la inversión. Pero al igual que Sabatella (2014) cuando se refiere a los hidrocarburos, Kulfas (2016) afirma que el kirchnerismo no diseñó una nueva estructura distributiva de la energía que soportara el crecimiento de la demanda agregada. En un principio esto no generó un problema ya que el país venía de una gran crisis que había dejado una importante capacidad de producción ociosa. Pero la generación de energía, al ser controlada por el capital privado, se maneja en términos de mercado, por lo tanto, el gobierno kirchnerista debió desembolsar grandes cantidades de dinero en subsidios para mantener un nivel de precio competitivo de la energía.

En el análisis del discurso de los grupos de intelectuales, si bien ambos describen al petróleo y al gas como recursos estratégicos, los dos discursos pueden enfrentarse a partir de estas categorías. Los Ex Secretarios de Energía hablan en nombre del empresariado petrolero y remarcan la necesidad de volver a exportar petróleo y gas como se hizo en la década de los noventa. Si bien se refieren al petróleo como recurso estratégico, proponen medidas económicas asociadas al libre comercio del recurso, sin priorizar ningún uso concreto. Reclaman seguridad jurídica, entendida como facilidad y garantías que pueda ofrecer un marco normativo para la libre comercialización de productos. En función de ello puede concluirse que este grupo concibe a los hidrocarburos como *commodities*. Por el contrario, los intelectuales de OETEC se refieren a la gestión kirchnerista como transformadora del sistema energético porque identificó el carácter estratégico de los recursos hidrocarburíferos. La soberanía hidrocarburífera, concepto clave en el discurso de OETEC y que da nombre a Ley N° 26.741 del año 2012, tiene relevancia si se prioriza la visión de los hidrocarburos como recursos estratégicos no renovables. Su propuesta de política hidrocarburífera pretende recuperar

el rol primordial que tuvo el petróleo en el modelo de sustitución de importaciones.

4. Dominio del subsuelo por parte del Estado nacional o dominio del subsuelo por parte de los Estados provinciales

La disputa por el control de los yacimientos entre las provincias, el Estado nacional y el capital privado se ha presentado a lo largo de toda la historia petrolera. En esta investigación ese conflicto se presenta de manera resumida a través de estas categorías. El debate sobre el dominio originario del subsuelo tuvo su punto más álgido en la década del veinte, cuando en el Congreso nacional se discutía la reforma del Código de Minería, normativa que prohibía la explotación directa por parte del Estado de los recursos del subsuelo. En el año 1935, la Ley N° 12.161 estableció el dominio originario a las provincias, pero los principales yacimientos se encontraban en territorio nacional y ha sido YPF, empresa nacional, quien ha explotado principalmente sus yacimientos. La empresa estatal fue, a lo largo del siglo XX, el punto de encuentro donde se coordinaron los esfuerzos del gobierno nacional y los provinciales en la política hidrocarburífera.

Durante el modelo sustitución de importaciones pueden distinguirse dos sectores: por un lado, los gobiernos provinciales junto a las burguesías locales aliadas al capital internacional y, por el otro, parte del gobierno peronista, que proponía avanzar hacia el monopolio del Estado nacional en el manejo de la cadena de hidrocarburos. La nacionalización de los recursos del subsuelo de la Constitución del año 1949 significó el triunfo de la posición del sector peronista. Si bien esta reforma quedó sin efecto con el golpe de Estado en 1955, la suspensión del régimen democrático permitió el control de los recursos por parte del Estado nacional. En 1958, bajo el gobierno de Arturo Frondizi, la Ley N° 14.773 consiguió asegurar el dominio nacional de los recursos del subsuelo. El conflicto por la renta petrolera se desarrollaría en esos términos hasta el año 1994. La reforma constitucional devolvió el dominio originario a

las provincias. Sin embargo, no pudieron ejercerlo hasta el año 2006, con la Ley N° 26.197 conocida como “ley corta”. Esta norma indica que la autoridad de aplicación de la ley general de hidrocarburos N°17.319 son las provincias. Durante la presidencia de Néstor Kirchner se observaron medidas que favorecieron a las provincias. Antes de la sanción de la ley corta, en 2003 el decreto 546 reconoció a las provincias la posibilidad de otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones. La concesión del yacimiento de petróleo y gas convencional más importante de la Argentina, Cerro Dragón, fue renovada en este periodo con la nueva normativa.

A partir de allí, es llamativo el poco interés de los discursos de los Ex Secretarios y OETEC en cuanto al rol de los Estados provinciales en la política hidrocarburífera. Los discursos de estos dos grupos se limitan casi a nombrarlas, pero no incluyen en sus análisis la situación particular de cada una de ellas. Los Ex Secretarios rescatan la importancia de discutir la distribución de los impuestos que genera la actividad como parte del debate por la coparticipación y OETEC tiene en cuenta la disputa histórica de las compañías extranjeras de petróleo con YPF por la obtención de territorios para explorar y explotar hidrocarburos, aunque ninguno de los discursos profundiza en el análisis de estas dos problemáticas.

De lo anterior puede deducirse que ambos grupos de intelectuales coinciden en la centralidad del rol del Estado nacional como actor indiscutible de la política hidrocarburífera en Argentina. Sin embargo, el dominio originario del subsuelo por parte de las provincias es un aspecto de la política hidrocarburífera nacional que complejiza el debate, y por ello se vuelve más urgente la profundización teórica sobre estas categorías. A partir de allí, cabe preguntarse por el impacto de los Estados provinciales en la política hidrocarburífera nacional a través de la Organización Federal de los Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI). También parecen necesarios estudios comparativos entre las provincias con actividad petrolera y gasífera respecto a las estructuras tributarias, la relación con empresas petroleras y el marco legal que posee cada una.

REFERENCIAS

- Apud, Emilio y otros (2015). *Consensos energéticos 2015: La política para salir de la crisis energética*. Buenos Aires: Instituto Argentino de la energía General Mosconi.
- Bernal, Federico (2015). *Energía para el desarrollo y la inclusión social*. Buenos Aires: Planeta.
- Bernal, Federico, Sabatella, Ignacio y De Dicco, Ricardo (1° ed.). (2014). *Ex Secretarios de Energía bajo la lupa*. Buenos Aires: Planeta.
- Centro de estudios económicos y monitoreo de las políticas públicas (CEMOP). (2010, agosto). *Energía en Argentina. Evolución reciente, actualidad y perspectivas* (Documento técnico N°1). Buenos Aires, Argentina: Mansilla, Diego y Perrone, Guido.
- Fernández Nadal, Estela (2012). El humanismo latinoamericanista de Arturo Andrés Roig. *Revista Internacional de Filosofía Iberoamericana y Teoría Social*, 17, 11-26.
- Gadano, Nicolás (2006). *Historia del petróleo argentino*. Buenos Aires: Edhasa.
- García Delgado, Daniel (2007). El desarrollo en un contexto posneoliberal (Introducción). En García Delgado, Daniel, Nosseto, Luciano y Chojo Ortíz, Ignacio (comp.) *El desarrollo en un contexto posneoliberal: hacia una sociedad para todos* (pp. 17-38). Buenos Aires: CICCUS-FLACSO.
- Kulfas, Matías (2016). *Los tres kirchnerismos: Una historia de la economía argentina, 2003-2005*. Buenos Aires: Siglo XXI Editores.
- Lucchini, Cristina y San Román Cristina (2012). *Del pozo al surtidor. La historia del petróleo en Argentina contada por sus protagonistas*. Buenos Aires: Biblos.
- Mansilla, Diego (2007). *Hidrocarburos y política energética. De la importancia estratégica al valor económico: Desregulación y Privatización de los hidrocarburos en Argentina*. Buenos Aires: Centro Cultural de la Cooperación Floreal Gorini (CCC).
- Rapoport, Mario (2010). *Las políticas económicas de la Argentina. Una breve historia*. Buenos Aires: Booket.
- Sabatella, Ignacio (2012). La política petrolera de la posconvertibilidad: de la herencia neoliberal a la expropiación de YPF. *Argumentos. Revista de crítica social*, 14, pp. 149-180.
- Sabatella, Ignacio (2014). Neoliberalismo y Naturaleza: la “comoditización” de los hidrocarburos en Argentina (1989-2001). *Revista Iberoamericana de Economía Ecológica*, 22, 101-116.
- Thwaites Rey, Mabel y Orovitz Sanmartino, Jorge (2018). Compromiso neo-desarrollista y autonomía estatal: La doble naturaleza del Estado kirchnerista. En Vommaro, Gabriel (Ed.) *Estado, democracia y derechos en la Argentina. Controversias en torno a los años kirchneristas* (pp. 55 – 84) Buenos Aires: UNGS-CLACSO.

Grupo de Trabajo CLACSO

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
78. Sara Costa. SoberaniaLab, Cultura y Participación (CyP).
samacoga@gmail.com

Perú

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

Uruguay

83. Javier Taks. Universidad de la República (UDELAR).
javier.taks@gmail.com

84. Reto Bertoni. Universidad de la República (UDELAR).
reto.bertoni@gmail.com

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

Venezuela

86. 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 5 · Abril 2021