



Pandemia: ¿oportunidad u obstáculo para la transición energética?

ENERO 2021

CONTENIDO

PUNTOS A DESTACAR	03
INTRODUCCIÓN	03
LA POLÍTICA ENERGÉTICA DURANTE LA PANDEMIA	05
RENOVABLES Y FÓSILES	11
LA EVOLUCIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA EN 2020	11
CRISIS Y TRANSICIÓN: ¿COMPLEMENTARIAS O EXCLUYENTES?	12
PALABRAS FINALES	14
BIBLIOGRAFÍA	14

PUNTOS A DESTACAR

Las claves y los puntos a destacar de la política energética argentina durante 2020 son:

- La política de barril criollo estableció un precio de 45 USD/barril hasta diciembre de 2020. Su objetivo era incrementar los ingresos para las provincias hidrocarburíferas entre 20 y 30%. Este precio coincidía con el *break even* de Vaca Muerta, que rondaba entre 35 y 40 USD/barril.
- En el Programa Federal Quinquenal de Expansión de Obras de Infraestructura Energética se prevé la construcción del gasoducto de Vaca Muerta para exportar gas a Brasil, una obra que entre todos sus tramos demandará USD 4950 millones. El primer tramo estaría financiado por la DFW de Estados Unidos, aunque vale preguntarse si se mantendrá este financiamiento con la nueva presidencia estadounidense.
- El aporte extraordinario a las grandes fortunas destinará el 25% de su recaudación a la exploración, explotación y desarrollo de gas a través de YPF. Este presupuesto, que rondaría los \$75.000 millones, representa 23 veces los subsidios recibidos por la empresa en 2019 y 11 veces los gastos de explotación para el mismo período. Teniendo en cuenta que YPF explota Vaca Muerta en colaboración con empresas internacionales como Shell, Chevron, Equinor y Schulmberger, es pertinente indagar cuál será el beneficiario final de estos fondos, si es efectivamente un beneficio para la empresa nacional.
- En el presupuesto 2021 solo los subsidios a la oferta de combustibles que reciben las empresas de hidrocarburos equiparan diez veces el presupuesto del Ministerio de Ambiente y cuatro veces los gastos vinculados a la pandemia, equivalen al 1% del presupuesto nacional y también representan el 5% de las emisiones GEI de nuestro país. La central de Río Turbio recibirá siete veces lo que se destinará al fondo de la Ley de Bosques Nativos.
- El Plan Gas 4 –incluido ya en el presupuesto 2021–, que busca reducir las inversiones, estima un precio incentivo para la extracción en 3,7 USD/MMBTU. Si revisamos las últimas licitaciones de inversión de IEASA, los valores rondan entre 2,7 y 3,3 USD/MMBTU. Es decir, el Estado asegurará un precio un 40% más alto que del mercado interno para las empresas de gas.

INTRODUCCIÓN

En Argentina de 2021 la cuestión energética surge como uno de los desafíos más complejos a resolver, tanto desde el punto de vista económico como desde lo ambiental. Los combustibles fósiles continúan a la vanguardia como fuentes de generación de energía, con sus consecuencias ambientales negativas. Sin embargo, **la posibilidad de explotar hidrocarburos no debería situarse como la única alternativa a considerar frente al contexto de crisis energética actual.**

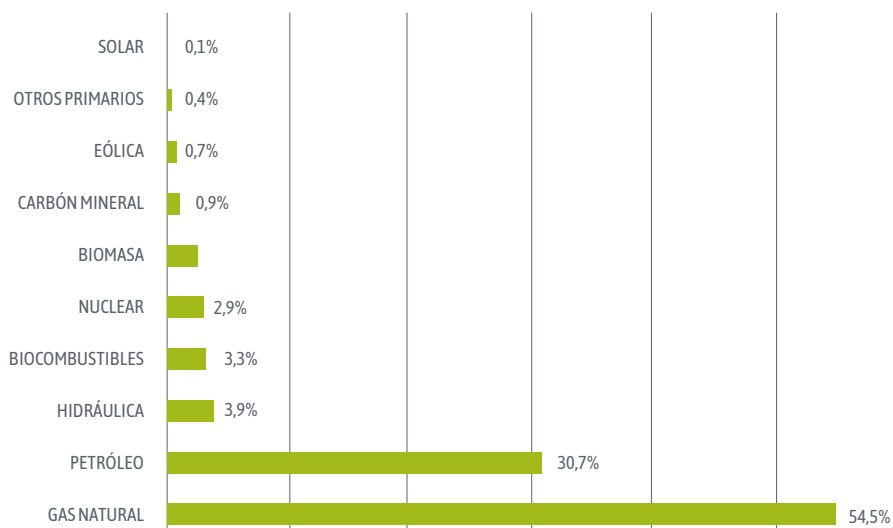
En tal sentido, y teniendo en cuenta la disponibilidad de bienes ambientales que posee el país para la generación de energías limpias¹, **resulta necesario impulsar la diversificación de la matriz energética para incorporar, en forma progresiva, la generación de energías más próximas al cuidado del ambiente.**

Según datos de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por su sigla en inglés), Argentina posee la segunda reserva de gas de esquisto (por su cantidad) a nivel mundial. Esto ha impulsado la penetración estatal de nuevas fronteras extractivas, cada vez más riesgosas en términos económicos, ambientales y sociales, alentando el avance de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas protegidas, territorios indígenas o ecosistemas frágiles (Pérez Castellón, 2016). **Nuestro país posee la mayor cantidad de operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales mediante la técnica de fracking en América Latina:** hasta 2014 representaban el 4% de la producción nacional de petróleo y el 15% de la de gas (Montamat, 2016).

1. Considerando como tales las incluidas en la Ley 26.190 de Energías Renovables.

La diversificación de la matriz energética es muy importante, ya que el **53,1% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de Argentina provienen del sector energético** (MAyDS, 2016) y, como se observa en el Gráfico 1, **la matriz energética nacional está constituida en un 86% por combustibles fósiles, siendo las renovables tan solo el 4%** (MECON, 2019).

GRÁFICO 1. BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2019



Fuente: Secretaría de Energía.

Además, los combustibles fósiles, la energía hidroeléctrica de gran escala, la energía nuclear y las tecnologías para su extracción, transformación y aprovechamiento tienen consecuencias sociales, económicas y ambientales que no están en línea con el desarrollo sustentable. **Los proyectos de grandes obras de infraestructura requieren grandes inversiones a largo plazo. Así, el país receptor de esas inversiones queda atrapado por décadas en esa infraestructura y en el uso de esos recursos** y sus tecnologías de transformación, **con riesgo a los consecuentes activos varados** o *stranded assets*. De este modo, resulta difícil impulsar una transición energética hacia una matriz más diversificada y distribuida, basada en recursos renovables y en línea con los Objetivos de Desarrollo Sustentable y con el Acuerdo de París sobre cambio climático.

LA POLÍTICA ENERGÉTICA DURANTE LA PANDEMIA

Durante 2020, las medidas implementadas sostuvieron el modelo y la matriz energética basada en fósiles, con el gas como el principal componente. Esto se observa en la línea de tiempo que se presenta a continuación. Pareciera, entonces, que la pandemia no fue utilizada como una oportunidad para avanzar hacia un proceso de transición energética.

IMAGEN 1. LÍNEA DE TIEMPO DE MEDIDAS ENERGÉTICAS EN 2020



Fuente: Elaboración propia.

Estas medidas fueron argumentadas en la necesidad de mayores exportaciones, que le otorgarían a nuestro país divisas, crecimiento económico y una baja en la pobreza, asociando de manera directa a las exportaciones con el crecimiento económico. Si bien se logró crear un marco de incentivos para la “atracción de inversiones”, **empresas como Exxon decidieron retirarse del mercado nacional, con destino a Brasil** y Guyana, para la explotación costera afuera de hidrocarburos con costos menores a los de Argentina. **Vale preguntarse, entonces, si esto resultará en más hallazgos de hidrocarburos, por ejemplo en el Presal de Brasil, uno de los potenciales destinos de las exportaciones energéticas nacionales.**

Programa Barril Criollo

En mayo de 2020, tras la caída de la demanda por la pandemia de COVID-19 y el desplome de los precios internacionales del petróleo, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 488/2020 que establecía diversas medidas para el sector hidrocarburífero. El objetivo fue mantener el autoabastecimiento energético en el ámbito nacional, así como sostener el nivel de actividad y la mano de obra asociada a la industria hidrocarburífera al nivel de 2019.

A continuación se detallan las medidas más destacadas del decreto:

- **Se fijó hasta diciembre de 2020 el precio de comercialización del barril de petróleo crudo en el mercado interno en USD 45** con el fin de que las empresas extractivas pudieran cubrir los costos operativos. **El precio de equilibrio para cubrir los costos en Vaca Muerta se encontraba entre USD 35 y 40.**
- Las diez provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) pasaron a percibir sus regalías en base al precio fijado de USD 45. Dado que hasta este decreto lo hacían por montos entre USD 30 y 35, este cambio les permitió incrementar su recaudación por regalías entre un 20 y un 30%.

- Las empresas refinadoras y los sujetos comercializadores deben adquirir el total de la demanda de petróleo crudo a las empresas que lo extraen en nuestro país, y **se prohíbe la importación de productos hidrocarbúricos**.
- **Se reglamentó la disminución de los derechos de exportación (retenciones) para las naftas y el gasoil entre el 0 y el 8% en base al precio internacional del crudo (Brent)**, cuya anterior alícuota era del 12%. La recaudación en 2019 por los impuestos al comercio exterior en el sector de energía y combustibles fue de USD 374 millones.
- Se fijó el impuesto a los combustibles líquidos (ICL) y el impuesto al carbono hasta octubre de 2020, con montos que oscilan entre 14,522 y 15,277 \$/litro para el primero y 0,936 y 1,074 \$/litro para el segundo, variando según el producto.
- Se establecieron controles de precios máximos para la venta de garrafas de gas licuado de petróleo en el marco del Programa Hogar y se actualizó el monto de las multas para las empresas que incumplan sus planes anuales de inversiones.
- **Las empresas extractivas no pueden acceder al mercado cambiario**, es decir que todas las transacciones en dólares se pesifican al tipo de cambio oficial.

Programa Federal Quinquenal de Expansión de Obras de Infraestructura Energética (PFQEO)

En junio de 2020, todavía bajo la conducción del entonces secretario de Energía Sergio Lanziani (desde octubre 2020 la cartera está a cargo de Darío Martínez), se conoció (aunque no de manera oficial) el Programa Federal Quinquenal de Expansión de Obras de Infraestructura Energética, que tiene por objetivo extender las obras para generación, transporte y distribución del sistema energético.

El programa está basado en la necesidad de lograr un crecimiento sostenido, pagar la deuda y mejorar las redes de transporte saturadas. Con su implementación se espera que el sistema energético funcione como herramienta fundamental en el crecimiento del PBI, como lo hizo entre 2003 y 2015. Según el programa, Argentina debe desarrollar todo su potencial no convencional mediante Vaca Muerta para así reactivar la economía, sostener la matriz energética primaria, proyectar el crecimiento del PBI y generar divisas (exportando gas y electricidad).

Para lograrlo, se basa en tres ejes: las obras de transporte eléctrico, las de expansión del gasoducto Vaca Muerta y el desarrollo de la IV Central Nuclear.

Respecto al transporte eléctrico, un grupo de expertos ha diseñado, dentro del programa, un plan de obras de distintos niveles de prioridad para resolver algunos de los problemas de la infraestructura eléctrica: varios corredores están saturados, son insuficientes y ofrecen baja confiabilidad. Se espera que las obras abastezcan la demanda, aseguren calidad de servicio, evacúen energía a producir por nuevos emprendimientos de generación eléctrica y fomenten el desarrollo de las economías regionales. **Las obras de prioridad 1, aquellas imprescindibles y urgentes, demandarían más de USD 2500 millones de inversión; las obras necesarias, de prioridad 2, demandarían más de USD 1500 millones; y las de prioridad 3, más de USD 1300 millones.**

El segundo eje del PFQEO consiste en la **expansión del sistema de transporte de gas natural**, dado que este combustible es el principal de la matriz energética y es **valorado como clave para la transición energética**. También es considerado para el desarrollo de nuevas industrias, para el abastecimiento de localidades sin suministro y para mejorar la balanza comercial energética (reemplazo de importación de combustibles más costosos).

Por ello **se proyecta construir un gasoducto en tres tramos hasta Brasil. El primer tramo**, de 980 km, de Tratayén a San Jerónimo, **por USD 1900 millones; el segundo**, de 450 km, de San Jerónimo a Uruguayana, **por USD 1860 millones; y el último**, de 625 km, de Uruguayana a Porto Alegre, **por USD 1190 millones**. Se espera que el gasoducto, con nodo en San Jerónimo, potencie el desarrollo del Gasoducto GNEA, de la Mesopotamia, y las exportaciones a Brasil, Uruguay y Paraguay. **Además de expandir el servicio de gas natural mediante autoabastecimiento, con estas obras se apunta a generar divisas.**

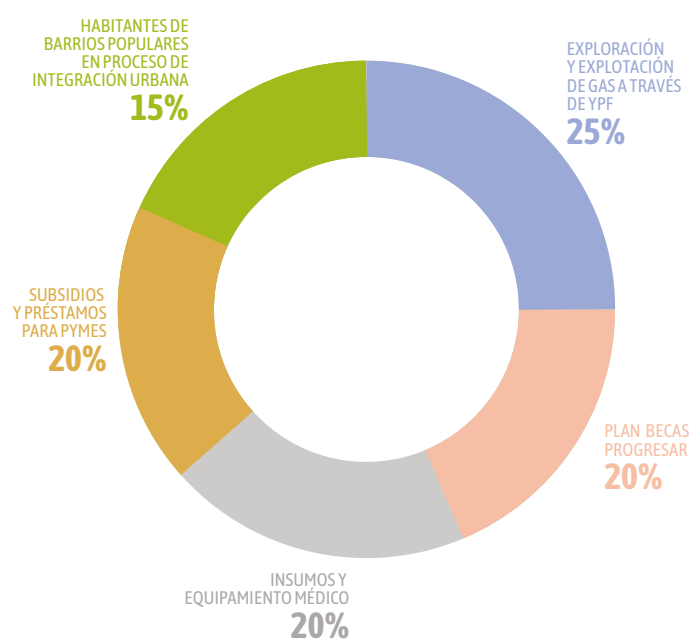
Por último, **como tercer eje, el desarrollo de la IV Central Nuclear, Atucha III, estipula aumentar en un 68% la generación eléctrica** proveniente del sector nuclear y así aportar a la disminución de las emisiones de GEI para 2030. Este proyecto **tiene un costo estimado de casi USD 8000 millones.**

Aporte extraordinario de la riqueza, ¿para subsidiar al gas?

En agosto 2020 se presentó ante el Congreso de la Nación el proyecto de ley para gravar a la riqueza por única vez, como un aporte de emergencia y de carácter de extraordinario frente a la pandemia, que **alcanzará a las 12.000 personas que poseen un patrimonio superior a los \$200 millones. Se estima que genere una recaudación cercana a \$300.000 millones.** La ley fue aprobada en noviembre del mismo año en la Cámara de Diputados y recibió la sanción en la Cámara de Senadores en diciembre.

El fin de este aporte es proteger a los sectores más vulnerables de la población al otorgarle fondos al Estado Nacional para que pueda garantizar el acceso sin restricciones a los bienes básicos. La distribución de la recaudación se presenta en el Gráfico 2.

GRÁFICO 2. DISTRIBUCIÓN DE LA RECAUDACIÓN DEL APORTE DE LA RIQUEZA



Fuente: Elaboración propia en base al proyecto de ley.

Resulta de interés destacar que **el 25% de lo que se recaude se destinará a programas de exploración, desarrollo y producción de gas natural** –actividad declarada de interés público nacional–, que se hará **a través de la empresa Integración Energética Argentina S.A. (IEASA, ex ENARSA)**. Se trata de una medida que responde a los intereses del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (también conocido como Plan Gas 4), mencionado en el próximo apartado.

IEASA deberá reinvertir lo recolectado por la ley en nuevos proyectos de gas natural durante un plazo no inferior a diez años a contar desde el inicio de vigencia del régimen establecido por la ley. Estos proyectos energéticos serán llevados a cabo por YPF S.A.

Esta asignación fue establecida luego de considerar la tendencia de reducción de inyección de gas natural registrada, que requiere inversiones que contribuyan al autoabastecimiento.

El texto de la ley destaca que esta medida será beneficiosa para la balanza de pagos y para la dinamización de la economía argentina, a través de la generación de trabajo local y el aumento en la recaudación de tributos provinciales y nacionales, a la vez que resultará en una baja de las importaciones de gas.

Los proyectos de gas recibirían \$75.000 millones, monto igual al total de los subsidios percibidos entre 2017 y 2019 por las empresas distribuidoras y extractivas de gas. Para establecer una equivalencia, vale destacar que ese monto cubre el 33% de los subsidios totales a los fósiles pagados en 2019 y un 20% de lo ya erogado en 2020 (durante los primeros seis meses de 2020 los subsidios energéticos fueron mayores a los erogados durante todo 2019). Asimismo, **estos \$75.000 millones cubrirían lo erogado en Asignación Universal para Protección Social entre enero y mayo de 2020².**

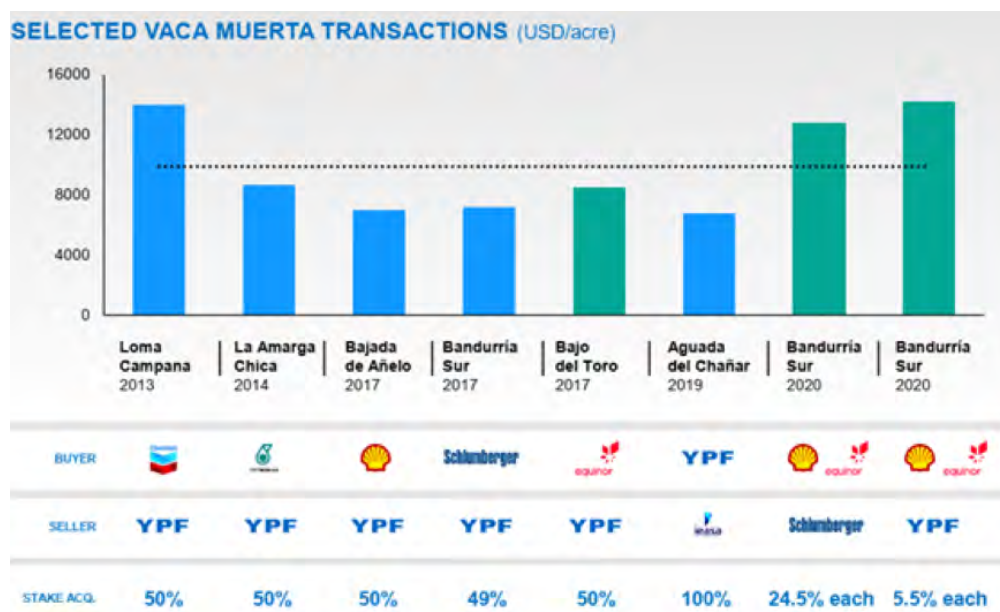
A modo de referencia, entre 2016 y 2019 YPF S.A. recibió por parte del Estado Nacional subsidios que totalizaron \$30.695 millones y los \$75.000 millones multiplicarían por 23 los \$3400 millones recibidos en concepto de subsidios durante 2019. **Ese monto total representaría además el 11% de los ingresos totales de YPF y cubriría once veces los gastos en exploración que tuvo la empresa en 2019**, los cuales totalizaron \$6841 millones.

Vale mencionar, por último, que YPF explota gas, principalmente en Vaca Muerta, en asociación con otras empresas. Por lo tanto cabe preguntarse si estos incentivos realmente beneficiarán a la empresa nacional. Solo basta con recordar el acuerdo firmado con Chevron en 2013³.

2. Más información en https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/08/DOC_SUBSIDIOS_2019-2020_FINAL_links.pdf

3. En julio de 2013 YPF y Chevron firmaron un acuerdo de explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en Loma La Lata Norte y Loma Campana, Neuquén. El acuerdo fue controversial ya que YPF se negaba a dar a conocer el contrato, el cual fue público luego de una acción judicial. Entre otras cosas, el contrato establecía beneficios para Chevron, como la libre disponibilidad de divisas o la aplicación de leyes extranjeras en caso de conflicto judicial.

GRÁFICO 3. CONVENIOS PARA LA EXPLOTACIÓN EN VACA MUERTA DE YPF



Fuente: YPF, 2020.

Programa Nacional de Desarrollo de Proveedores

En septiembre de 2020 el Ministerio de Desarrollo Productivo anunció el lanzamiento de este programa que procura fomentar la inversión y el desarrollo de proveedores de la energía (principalmente hidrocarburos), la minería, las industrias de la salud, la automotriz, la naval y la ferroviaria, entre otras.

El programa consiste en la realización de aportes no reembolsables por hasta \$30 millones, un subsidio de tasa (entre 10 y 12 puntos) y la asistencia técnica para proyectos productivos que apunten a desarrollar capacidades en los sectores mencionados.

Presupuesto Nacional 2021

El 15 de septiembre se presentó el proyecto de ley de presupuesto para la Administración Nacional para 2021, marcando el lineamiento de políticas.

Los fondos estipulados por el propio **Presupuesto para Ecología y Medio Ambiente totalizan \$23.521 millones, un 0,3% del presupuesto nacional, mientras que Energía, Combustibles y Minería reciben un 8%, que equivale a \$681.925 millones.**

La Secretaría de Energía remarca la importancia de recuperar el autoabastecimiento y para ello destaca el rol de los combustibles fósiles y del gas de manera particular. Sin embargo, establece llegar a un 16% del abastecimiento a través de fuentes renovables.

Por su parte, **los subsidios a la oferta de combustibles fósiles totalizan \$78.702 millones, equivalentes al 1% del presupuesto nacional**, y se destinan principalmente al gas mediante dos programas de incentivos: Plan Gas 4 (26% de los fondos) y Plan de Yacimientos No Convencionales (74% del total). Para establecer comparaciones, destacamos que **los subsidios a la oferta de combustibles fósiles representan**

diez veces el presupuesto del Ministerio de Ambiente y cuatro veces los gastos presupuestados frente a la pandemia de COVID-19 por el Ministerio de Salud. Recordemos que **estos combustibles representan el 1% del presupuesto y el 5% de las emisiones GEI de nuestro país**. Por su parte, **la central térmica a carbón de Río Turbio recibirá siete veces lo que se destinará al fondo de la Ley de Bosques Nativos**.

En cuanto a **los subsidios a la demanda de gas y gas licuado de petróleo**, estos suman **\$34.544 millones, un 0,4% del presupuesto, para beneficiar a más de dos millones de hogares a través del Programa Hogares con Garrafas (40%), el apoyo a empresas distribuidoras de gas (52%)** y las acciones para el abastecimiento de gas propano a través de redes (8%).

Por su parte, **las represas Cóndor Cliff y La Barrancosa recibirán \$14.781 millones para continuar con sus obras, a pesar de la falta de consulta con las comunidades originarias y las dificultades técnicas en la construcción del proyecto**.

En un contexto en el que el objetivo principal está puesto en la recuperación económica, en el proyecto de ley de presupuesto nacional pareciera que las transferencias para cuidados ambientales han quedado relegadas frente a la necesidad de generación de divisas por parte del gobierno nacional.

Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino

El presidente Alberto Fernández lanzó, en octubre de 2020, el Plan Gas 4 desde Vaca Muerta, aprobado por el Decreto de Necesidad y Urgencia 892/2020 en noviembre de ese año. Este plan es un estímulo a la extracción de gas con un precio fijo en dólares para incentivar inversiones y evitar que se deba recurrir nuevamente a las importaciones.

El incentivo económico asegura un precio de 3,7 USD/MMBTU para las empresas que extraigan gas en nuestro país, ya sea convencional como no convencional, tanto *onshore* como *offshore*. Este precio podría implicar para las empresas gasíferas un USD 1,5/MMBTU de ganancia⁴.

El presupuesto 2021 contiene una partida presupuestaria para este plan de \$20.645 millones, estimulando la extracción de 2515 millones de m³ de gas, que representarán el 1,5% de las emisiones de GEI a nivel nacional.

Repitiendo una política energética que no cambia con el tiempo, vale recordar que las transferencias a empresas hidrocarburíferas durante 2019 totalizaron un monto equivalente a 15 millones de AUH o 4% de lo destinado a combatir la crisis de la COVID-19.

Si bien la idea de esta transferencia de fondos es reducir las importaciones, **las tres últimas licitaciones publicadas por IEASA de compra de gas natural licuado (GNL) al exterior arrojan valores menores a los incentivos previstos por el Plan Gas 4**, con montos de 3,3 USD/MMBTU y 2,73 USD/MMBTU.

4. <https://www.rionegro.com.ar/que-es-el-plan-gas-4-que-anunciara-alberto-fernandez-en-vaca-muerta-1536458/>

RENOVABLES Y FÓSILES

La pandemia colaboró en la reducción del consumo y adicionó una variable a la caída del precio del crudo. Grandes proyectos como Vaca Muerta y la perforación petrolera de Alaska se suspendieron debido a los altos puntos muertos o *break evens*. En el caso argentino, al inicio de la cuarentena la empresa estatal YPF redujo a la mitad la producción de petróleo en Loma Campana, argumentando como motivo la caída de los precios y la falta de la posibilidad de almacenamiento de los excedentes de petróleo.

Aunque los combustibles fósiles todavía son decisivos en la generación energética en tanto forman parte fundamental de las matrices, según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), los avances tecnológicos y la creciente inversión en tecnología de generación de energías renovables hacen que los costos para desarrollar estas últimas se desplomen (Stanley, 2020). Además, con grandes progresos en materia de almacenamiento para este tipo de energía, punto fundamental para la expansión en su generación, los incentivos para apostar por las renovables son cada vez más decisivos.

Asimismo, el avance de las negociaciones climáticas y, de la mano de la pandemia, una mayor preocupación por crisis ambientales y sanitarias a futuro (en cabeza de ello la climática), generaron un debilitamiento de los combustibles fósiles, además de la caída histórica de los precios, que hoy impulsa el reclamo de subsidios por parte de la industria petrolera. El Estado cumple un rol de garante en los proyectos de extracción de combustibles fósiles y, por su parte, estos conllevan crecientes riesgos financieros de la mano de la problemática de los activos varados (*stranded assets*) o la dificultad de cumplimentar su vida útil total por la amortización acelerada que plantean las demandas climáticas. Esta dificultad surge ante una pérdida abrupta en el valor de los activos del sector, incluida la infraestructura asociada, razón por la cual los inversores institucionales han dejado de apostar por la industria (Stanley, 2020). De esta forma, el Estado asume los riesgos que la industria petrolera busca evadir.

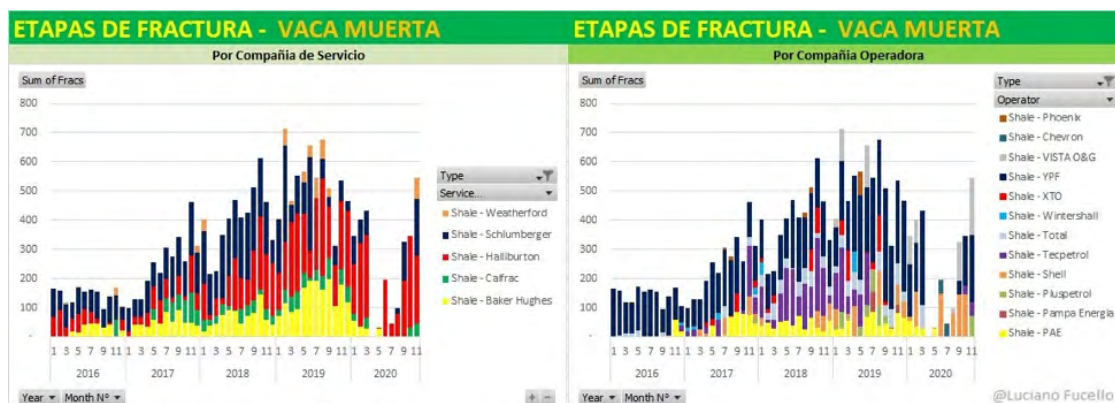
Los proyectos de energías renovables deben superar dificultades vinculadas a la desfinanciación, a la falta de mantenimiento de la infraestructura e incluso a la obsolescencia de algunas de las tecnologías aplicadas. Un ejemplo de ello es la situación de Comodoro Rivadavia, ciudad que albergó al parque eólico Antonio Morán, el más grande de Sudamérica a comienzos del siglo XXI, que hoy lo desmantela como chatarra. Ese parque llegó a generar el 25% de la energía consumida en la ciudad de Comodoro Rivadavia e incluso certificó bonos verdes en 2005 por retener alrededor de 200.000 toneladas de carbono en un año. Su desmantelamiento es consecuencia de la antigüedad de los equipos (de 20 años o más), que requieren una alta inversión en materia de repuestos, que a su vez se encuentran en falta porque sus fabricantes no tienen stock. Por tanto, en la actualidad el gasto en mantenimiento es mayor al ahorro en la compra de energía, con un valor de 3 millones de pesos por cada equipo desarmado (Figuerola, 2020).

LA EVOLUCIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA EN 2020

A fines de 2020, algunas empresas avanzaron con las fracturas en Argentina: YPF, Vista, Tecpetrol y Total. Como se observa en los Gráficos 4 y 5, coincidiendo con la caída internacional del precio del crudo y con el decreto que estableció el aislamiento social, preventivo y obligatorio (ASPO), en los primeros meses de la pandemia hubo un freno casi total a la actividad. Si bien las tareas de extracción de hidrocarburos fueron consideradas esenciales, la caída de la actividad general tuvo su contracara en una merma en el consumo de los combustibles fósiles.

La evolución de las etapas de fractura en los pozos de Vaca Muerta anticipa que, **en 2020**, por primera vez se cortará la racha de crecimiento que hubo año a año. Los niveles de actividad que se registraron hasta septiembre **dan cuenta de una caída interanual de casi el 70%** y, de acuerdo con las proyecciones de las empresas, se esperaba que el año cerrara por debajo de las 2500 etapas de fractura, un 61% menos que las 6405 que se alcanzaron en 2019. Si esto se confirma, será el nivel más bajo desde 2017, cuando en la cuenca *shale* hubo 2970 etapas de fractura en todo el año. **También indica que se cortará la racha positiva que tenía la formación Vaca Muerta, que año a año crecía a tasas de más de un 60%** (Terzaghi, 2020).

GRÁFICOS 4 Y 5. LAS FRACTURAS EN VACA MUERTA



Fuente: Luciano Fucello, 2020.

CRISIS Y TRANSICIÓN: ¿COMPLEMENTARIAS O EXCLUYENTES?

La crisis abre una ventana de oportunidad para la transición, ya que ante la caída de los precios y de la demanda acontecida durante 2020 se estima que tomará ocho años para que la industria vuelva a tener una tasa de crecimiento del 1%. Sin embargo, con miras a un salvataje, **a pesar de la volatilidad e inestabilidad de los precios de petróleo, el nivel de inversión para la explotación de nuevos pozos se ha mantenido y se está discutiendo la construcción de almacenes subterráneos para el crudo** (García Fernández y Caballero Escalante, 2020).

Desde la iniciativa Carbon Tracker⁵ (Vaughan, 2020) ven una oportunidad en este proceso. La misma está asociada a que el pico de extracción de los combustibles fósiles se dio en 2019 y a que, **si bien aún hay evidencias de un mundo en camino a 2,3 °C de calentamiento para el final del siglo, existen soluciones tecnológicas disponibles para reducir esta cifra a menos de 2 °C. Sin embargo, se destaca la necesidad de una voluntad política para impulsar un cambio más rápido** y para compensar el fracaso del mercado en la fijación de precios de las externalidades. La instancia más difícil es comenzar a recorrer el camino, pero una vez que el recorrido de transformación se inicie, es probable que las soluciones políticas sean más fáciles de aplicar. Con la respuesta de los mercados se hace más evidente que el futuro sistema energético necesitará basarse en nuevas tecnologías y contar con el apoyo de los sistemas políticos. **Los gobiernos que dan prioridad a los intereses económicos, ambientales y de salud pública solo tienen una opción: reconstruir el gasto en estímulo de un modo mejor alineando con los objetivos del Acuerdo de París.**

Según datos que DNV GL (2020) presentó en el documento *Energy Transition Outlook 2020*, para asegurar las reducciones necesarias en el marco de una matriz energética transicional se requieren diversas medidas de política como la palanca más importante, así como contribuciones y cambios en las inversiones tanto del sector financiero como del sector privado en general. Estos serán decisivos para lograr la aplicación de las diversas soluciones. En caso de que no se modifique la tendencia, el presupuesto de carbono de 1,5 °C⁶ probablemente se agotará en 2028. Una ruta hacia la reducción de las emisiones también requerirá acciones más concentradas y a corto plazo para preparar las tecnologías para su posterior aplicación (DNV GL, 2020).

5. Edward Vaughan en el evento organizado por la Fundación Heinrich-Böll-Stiftung el 9/9/2020 "Decline and Fall: The global Fracking Industry in Crisis".

6. Entendido como la cantidad de GEL que se emitirá para cumplir con la meta de aumento de 1,5 °C de temperatura en función de los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo de París.

En particular, la industria petrolera de América Latina se enfrenta a un futuro incierto ya que la constante disminución de la demanda mundial y la baja en los precios de las regiones competidoras eximirán a los exportadores de la región. **Para las economías que dependen de las exportaciones de energía, estas tendencias tienen consecuencias financieras y sociales devastadoras** (DNV GL, 2020).

El documento de DNV GL (2020) menciona que, a largo plazo, las presiones externas sobre la demanda de combustibles fósiles y las tecnologías renovables baratas obligarán a las economías latinoamericanas y a la industria energética a diversificarse y a considerar la posibilidad de importar energía. Si los países de la región aprovechan esta oportunidad con prudencia, **el cambio de la combinación de fuentes de energía puede contribuir a democratizar el sistema energético, reducir los costos de la energía, crear nuevos puestos de trabajo** y lograr que la generación de energía sea impulsada por el mercado y resulte más flexible.

Una de las conclusiones más destacadas de ese informe es la incertidumbre, que se agravó aún más de la mano de la crisis generada por la pandemia de COVID-19, sobre todo con el perfil de los paquetes de estímulo introducidos por los gobiernos de todo el mundo (DNV GL, 2020).

En consonancia, el Banco Mundial (2020) destacó la escala de incertidumbre a futuro. Muchos países son muy vulnerables a las crisis económicas mundiales y, dado que la crisis generada por la pandemia es de proporciones devastadoras, la situación global resultará en una búsqueda de la reactivación económica que termine dejando de lado, principalmente, variables ambientales y algunas sociales.

Ante este panorama, según García Fernández y Caballero Escalante (2020) no es de extrañar que el capitalismo fósil perciba que en el Estado –mediante los apoyos fiscales, rescates y otros mecanismos financieros–, además de en la reestructuración total de la industria petrolera (incluido el monopolio creciente)–, se encuentra el modo de salir de la actual crisis económica agravada por el COVID-19. Para el caso latinoamericano, los principales problemas serán presupuestales, a los que se suman la vulnerabilidad energética, la inestabilidad de precios, el escaso acceso a recursos financieros para reestructurar deudas contraídas por empresas paraestatales y el gobierno (García Fernández y Caballero Escalante, 2020).

Sin embargo, según el Energy Tracker (2020), desde inicios de la pandemia **los gobiernos del G20 han comprometido al menos USD 428 mil millones para el apoyo al sector energético, de los cuales el 55% corresponde a combustibles fósiles, el 35% a energía limpia** y el 10% al resto de las energías. Ello evidencia que **si bien la oportunidad se encuentra abierta, es necesaria una voluntad política que, a través de decisiones de gobierno, guíe la inversión hacia los sectores considerados como fundamentales para ser parte de esta transición.**

Finalmente, el Production Gap Report (SEI et al., 2020) indica que **las medidas tomadas tanto en el contexto pre COVID-19 como post COVID-19 muestran una tendencia al crecimiento de la extracción de fósiles a nivel mundial, bloqueando las oportunidades de reducir los efectos del cambio climático.** Según este informe, para lograr una senda congruente con el límite de los 1,5 °C establecido en el Acuerdo de París, el mundo necesitará reducir la producción de los combustibles fósiles en aproximadamente un 6% anual entre 2020 y 2030.

PALABRAS FINALES

Si bien **las medidas de apoyo al sector energético** buscan sostener un sector considerado como primordial en la economía nacional, la consecuencia es el sostén del modelo de extracción que es parte del problema y no de la solución. Se convierten así en más medidas que **preservan y profundizan un modelo de extracción que relega el cuidado del ambiente a la necesidad de generación de divisas.**

Las acciones y decisiones en el sector energético deben evaluarse dentro de un contexto de necesidad de generación y en respuesta a los desafíos planteados por el cambio climático dados por una matriz energética principalmente compuesta por combustibles fósiles y por los cambios en el uso del suelo. Sin embargo, se observa una tendencia con singulares contrastes en lo que hace a **las decisiones del gobierno en la materia** (Nápoli, 2017), **priorizando la ejecución de políticas con el objetivo de obtener soluciones de corto plazo frente a problemas coyunturales, necesitando para el avance de las políticas un horizonte de planificación de largo plazo, que excede en muchos casos la gestión de los mandatos de la política.**

Además, avanzar con estos planes implica incumplir los compromisos asumidos en función del Acuerdo de París, desaprovechando una oportunidad para plantear desde las esferas de gobierno un proceso hacia una transición energética justa, equitativa y accesible.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

Banco Mundial (2020). Pandemic, Recession: The Global Economy in Crisis. Junio 2020. Disponible en: <https://www.worldbank.org/en/publication/global-economic-prospects> (última visita: 30/11/2020).

DNV GL (2020). Energy Transition Outlook 2020. A global and regional forecast to 2050. Disponible en: <https://eto.dnvgl.com/2020/index.html#ETO2019-top> (última visita: 27/11/2020).

Energy Tracker (2020). G20 countries. Disponible en: <https://www.energypolicytracker.org/region/g20/> (última visita: 01/12/2020).

Figuroa, R. (2020). El triste final del parque eólico: por qué es necesario desactivar los molinos de Comodoro. ADN Sur. Disponible en: https://www.adnsur.com.ar/sociedad/el-triste-final-del-parque-eolico--por-que-es-necesario-desactivar-los-molinos-de-comodoro_a5fa16893cfe2631ee75da81b (última visita: 05/11/2020).

García Fernández, A. y Caballero Escalante, F. (2020). Pandemia, petróleo e implicaciones para América Latina. Centro Estratégico Latinoamericano de Geopolítica (CELAG). 10 de julio de 2020. Disponible en: https://www.celag.org/pandemia-petroleo-e-implicaciones-para-america-latina/#_ftn5 (última visita: 27/11/2020).

MAyDS (2016). Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero para el año 2014. Disponible en: <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados> (última visita: 04/12/2020).

MECON (2019). Balance energético Nacional. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos> (última visita: 04/12/2020).

Montamat, D. (2016). En la década del gas, camino a las renovables. Proyecto Energético. Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". Año 33. N° 108. Diciembre 2016.

Napoli, A. (2017). El ambiente entre incertidumbres y contradicciones. Informe Ambiental 2017. Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/06/2017_IAF.pdf (última visita: 04/12/2020).

Pérez Castellón, A. (2016). El desembarco del *fracking* en América Latina. Informe Ambiental 2016. Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/06/2016_IAF.pdf (última visita: 04/12/2020).

SEI, IISD, ODI, E3G, and UNEP (2020). The Production Gap Report: 2020 Special Report. Disponible en: <http://productiongap.org/2020report> (última visita: 01/12/2020).

Stanley, L. (2020). La política energética en la encrucijada. Disponible en: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/la-politica-energetica-en-la-encrucijada.phtml> (última visita: 05/11/2020).

Terzaghi, V. (2020). Las etapas de fractura grafican el mal año de Vaca Muerta. Diario de Río Negro. 31 de octubre de 2020. Disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/las-etapas-de-fractura-grafican-el-mal-ano-de-vaca-muerta-1554371/> (última visita: 01/12/2020).

Wolf, M. (2020). Covid-19 will hit developing countries hard. Disponible en: <https://www.ft.com/content/31eb2686-a982-11ea-a766-7c300513fe47> (última visita: 27/11/2020).