



POR UNA NUEVA POLITICA ENERGÉTICA
VACA MUERTA. ULTRAEXTRACTIVISMO DEPREDADOR
O RECURSO ESTRATÉGICO PARA UNA NUEVA POLITICA

AUTORES

GUSTAVO LAHOUD

CLAUDIO LOZANO

COORDINACIÓN

CLAUDIO LOZANO

Vaca Muerta, renta de hidrocarburos y propuesta exportadora. ¿Ese es el único camino posible?

I- Introducción.

En concreto, dos problemas han caracterizado la situación energética argentina en los últimos años: la agudización de la pérdida del autoabastecimiento y, por ende, del suministro de recursos hidrocarburíferos y el crecimiento constante de las necesidades de importación de combustibles líquidos para paliar esa brecha. Esto configura una coyuntura de crisis en el sector, producto de la acumulación de una serie de debilidades que se han agravado en los últimos años.

En tal sentido, no son dólares lo único que falta. La situación energética nacional está caracterizada por un escenario de escasez en materia de hidrocarburos, con niveles de reservas y extracción en declinación. A esto se suma la consolidación de una estructura de toda la cadena energética fuertemente controlada por la presencia de pocos jugadores con peso específico importante que determinan -y profundizan- el esquema de vaciamiento y desinversión crónica que ha convertido en estructural la vulnerabilidad energética del país.

Esta grave problemática estructural, había comenzado a ser tímidamente enfocada a partir de la recuperación del control estratégico de la principal empresa hidrocarburífera del país, YPF S.A., durante la última etapa del kirchnerismo. Ello ha permitido, en el último quinquenio, mostrar un horizonte productivo que, de corroborarse en el tiempo, podría frenar el actual proceso de estancamiento productivo y descapitalización en materia de reservas, aspectos que caracterizan la declinante evolución del sector. De hecho, mientras el conjunto de empresas registran niveles de retroceso importante en la extracción de hidrocarburos, la reinversión de más del 90% de las utilidades que YPF logró desde el 2013 en adelante, permitió morigerar el escenario de declinación productiva señalado.

Sin embargo, estas políticas conviven con criterios de regulación pública sobre el sector que, además de ser deficientes e ineficaces, terminan convalidando estrategias de captación de excedentes y de rentabilidad en dólares, por parte del resto de las empresas de la actividad. Esto provoca que, más allá del importante avance de YPF S.A., el conjunto del sector se vea atravesado por la agudización de condiciones de funcionamiento más bien rentísticos que productivos.

En efecto, si bien durante el periodo que va de 2012 al 2015 el incremento de la inversión de YPF más que se duplicó en relación a los años del saqueo de Repsol, no es menos cierto que se incentivó la catarata de recursos públicos destinados a subsidiar a las grandes empresas del sector, vía instrumentos como el Plan Gas, que les reconoció a estas empresas precios diferenciales como “incentivo” a la mayor extracción. Este camino, fue parcialmente seguido por la administración Macri, aunque con un agravante fundamental: la inversión de YPF, cayó en torno al 30% en todos los campos de producción de gas y petróleo convencional, concentrando la actividad en la “nueva apuesta” extractiva y potencialmente exportadora de todos: el gas no convencional de Vaca Muerta, en Neuquén. Por cierto, el declive inversor experimentado por YPF desde 2016, parece ser también la consecuencia de la combinación no muy virtuosa y consistente de tres factores. Un desfase entre los significativos montos invertidos durante los años de Galuccio al frente de la empresa, contrastados con el fuerte endeudamiento contraído por la empresa y los resultados productivos

obtenidos que, si bien no fueron negativos, no alcanzaron la magnitud del proceso inversor apalancado por mayor deuda.¹

A su vez, tan sólo entre 2013 y 2016, el conglomerado de empresas se benefició con una transferencia de u\$s 10.000 millones, en un contexto de falta de planificación integral de una política energética orientada a la diversificación de riesgos y fuentes de generación y más bien reemplazada por el supremo objetivo de la disponibilidad y el aumento de la oferta. Esto fue discursivamente interpretado como soberanía energética durante el proceso final del kirchnerismo y entendido durante la administración Cambiemos como mejoramiento de los estándares de racionalidad y eficiencia en el manejo de la política hidrocarburífera, para lo cual asegurar la disponibilidad resulta central.

Aún así, esta desinversión deliberada en los campos de producción convencional en nuestro país, llevó a que, durante 2016, nuestra extracción de petróleo se contrajera a los niveles de 1991, lo cual da cuenta del deterioro gravísimo del sector. Junto a este preocupante declive, debe registrarse la ofensiva empresarial y gubernamental en pos de cerrar acuerdos de flexibilización laboral en la actividad. En efecto, estos acuerdos fueron firmados en Neuquén y Chubut a comienzos de 2017, mientras más de 3.000 trabajadores de la actividad sufrían suspensiones, retiros voluntarios y despidos directos, como modo de preparar el escenario de disciplinamiento socio-laboral necesario para consolidar condiciones de trabajo ciertamente más favorables para el empresariado. Asimismo, recién durante 2018 se registró una muy limitada recuperación extractiva en petróleo, aunque de la mano del mayor protagonismo de YPF en extracción no convencional, lo cual marca el derrotero que el conglomerado de empresas del sector junto con el gobierno, pretenden instalar como “camino ineludible” para la Argentina: el desarrollo masivo de Vaca Muerta.

Este creciente festival de subsidios y transferencias ha sido el motor de la política hidrocarburífera nacional, generando un escenario de ganar-ganar para las empresas operadoras, y convirtiéndose en la piedra de toque del funcionamiento del sistema en la última década. A tal punto que, si se suman los fondos por los programas creados y por los mecanismos descritos, entre 2008 y 2016 las transferencias tanto desde los usuarios como desde el Estado al sector hidrocarburífero, han orillado los u\$s 21.000 millones.²

Agreguemos a ello los despiadados aumentos de los servicios públicos de gas y electricidad desde 2016 a la actualidad, lo cual implicó la transferencia de más de u\$s 8.000 millones desde toda la comunidad al conjunto de empresas licenciatarias de los servicios públicos. Asimismo, el gobierno de Cambiemos, avaló un esquema de suba tarifaria -en el caso del gas natural- atado a la evolución alcista en dólares del precio de extracción de ese bien, lo cual implica asegurarles a las empresas los precios más altos del mundo, a través de nuevos incentivos destinados a Vaca Muerta desde 2018 en adelante.³

Como ocurre siempre, nuestro pueblo es el que sufre las directas implicancias de este proceso de ajuste energético y de concentración del negocio para pocos. Así, las tarifas de electricidad han aumentado más de un 700% promedio entre 2016 y 2018, y los valores de gas natural han oscilado

¹ Dell’ Oca, Marcia: YPF redujo drásticamente sus inversiones y enfrenta una delicada situación financiera, La política online, 08,07,2016. Ver <http://www.lapoliticaonline.com/nota/98825/>

² Ejes- Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental; “El Estado, ¿rehén o planificador?, Transferencias económicas al sector hidrocarburífero”, Ejes, Taller Ecologista, Buenos Aires, diciembre 2016.

³ Ver Lahoud, Gustavo, “Gobierno Macri. Esbozo de las primeras medidas en el sector hidrocarburífero”, IPYPP, Buenos Aires, 2016.

entre 500% y 600% de suba promedio. Con ello, se ha vulnerado el derecho de acceso a la energía-bien social fundamental para asegurar una vida digna-, generando un círculo vicioso de energía cara y con negocios de diverso tipo que siguen en el centro de la política avalada por este gobierno.⁴

Por ende se configura en escenario de crisis que va desde la problemática de la evolución de los precios del sector en todos los eslabones de la cadena, hasta el establecimiento de patrones de decisión profundamente discrecionales que se mueven al compás del cortísimo plazo y terminando en las insuficiencias estructurales. Estas se observan no sólo en materia de hidrocarburos sino en el subsector eléctrico con graves falencias en el segmento distribución, lo cual ha afectado decisivamente la vida de miles y miles de argentinos a través de vastos cortes de luz que han quintuplicado las frecuencias y tiempos de duración en los últimos diez años. El cuadro general nos deja un escenario muy complejo, sobre el que resultará necesario adoptar esquemas de intervención de corto, mediano y largo plazo en materia de política pública energética.

En ese escenario, estamos convencidos que resulta fundamental reencauzar la planificación y formulación de políticas en el sector hidrocarburífero, en orden a volcar una parte relevante de la renta económica del sector, en la reformulación general de la política energética. De este modo, a través de la continuidad y consolidación del control estratégico de YPF, se puede posibilitar un viraje que ponga los recursos energéticos al servicio de un nuevo proyecto de desarrollo interno que, además de resolver el cuello de botella estructural planteado por la pérdida del autoabastecimiento y el fenómeno recurrente de la restricción externa, genere las condiciones para una diversificación paulatina de la matriz energética y la consolidación de políticas de ahorro y eficiencia energéticas en los sectores público y privado.

Se trata, entonces, de poner en cuestionamiento central el tipo de modelo energético vigente, que sigue pensando a los bienes comunes de la energía desde una matriz productivista y exportadora, que no permite generar las condiciones para repensar un proyecto energético que establezca nuevas prioridades ligadas no sólo al suministro estable y confiable en el tiempo, sino a la sostenibilidad medioambiental, al acceso universal y al mejoramiento de la calidad de vida de nuestros ciudadanos. En definitiva, las condiciones para poner en marcha un programa integral de transición energética hacia modos más sostenibles y eficientes de producir energía, en el marco de un proyecto nacional y latinoamericano que reconfigure las bases materiales del crecimiento vinculado a los procesos extractivistas y que instale la diversificación de la matriz energética con incorporación de fuentes renovables como un camino fundamental.

Este camino es aún más acuciante cuando nuevamente aparece ante nuestros ojos “El Dorado de Vaca Muerta” como la salida extractivista exportadora a escala de gas y petróleo no convencional para el “desarrollo” productivo nacional. Es que no sólo es fundamental recordar la experiencia exportadora y ultraextractivista de los '90, que está en la base estructural de la pérdida de nuestro abastecimiento hacia comienzos de los 2000, sino que resulta prioritario encarar un debate integral sobre la política energética que permita separar paja del trigo y establecer las coordenadas posibles de un esquema productivo hidrocarburífero equilibrado que esté en línea con las necesidades de abastecimiento interno garantizado a las familias y a la comunidad empresarial a precios accesibles, razonables y justos. Ese camino es muy diferente a la puesta en marcha de un nuevo escenario exportador masivo en materia de gas y petróleo no convencional, que es el panorama por el que puja abiertamente la denominada “comunidad de negocios” del sector y no pocos conglomerados políticos en la Argentina.

⁴ Ver Lahoud, Gustavo, op. Cit.

En tal sentido, y a partir del norte mencionado, desarrollamos algunas inquietudes a los efectos de dar cuenta del necesario e impostergable debate por la reestructuración de nuestro sistema energético.

Por un lado, es importante dar cuenta de la situación concreta de la renta hidrocarburífera en el sector, que está atravesado por una mutación paulatina y progresiva hacia la producción masiva de hidrocarburos no convencionales, lo cual se complementa con un deterioro creciente de la extracción convencional de gas y petróleo, como hemos visto en el comienzo del documento. Por cierto, el balance parcial que presentamos en relación a la renta de hidrocarburos en Argentina, está aún vinculada centralmente a la extracción declinante de recursos convencionales, aunque resulta fundamental poner el ojo en la evolución creciente de extracción de petróleo no convencional- donde YPF tiene un rol central- y, además, en la denominada “revolución del gas no convencional”, que es el recurso al que se canalizan multimillonarios subsidios desde el Estado nacional, a través de diversos programas que comenzaron en 2013 con el kirchnerismo y se han profundizado con Cambiemos aún ante un escenario de mayores restricciones fiscales y financieras a partir del estallido devaluatorio de abril de 2018 y el posterior “acuerdo” con el FMI por más de 57.000 millones de dólares.

Por el otro, y ligado a esta evolución, debe registrarse la orientación de todo el sector hidrocarburífero hacia lo que se denomina como “desarrollo masivo” de los no convencionales en la cuenca neuquina, con epicentro estratégico en la formación geológica Vaca Muerta, que tiene más de 30.000 km² y que ha sido puesta en valor a partir del inicial acuerdo YPF-Chevron en 2013, por el que se puso en marcha el proyecto piloto Loma Campana de shale oil. A partir de allí, se firmaron una serie de acuerdos con distintas compañías, lo que implicó que alrededor de un 5% de la superficie total de la formación esté ya en prospección, exploración y proceso de operación productiva. Como se ha señalado, este esquema de avance agresivo y con modalidades productivas vinculadas a las técnicas del fracking, han supuesto esquemas de organización del trabajo mediados por nuevos usos tecnológicos intensivos, que imponen un panorama tendencialmente orientado a la ultraproductividad y a la maximización de la ocupación territorial destinada a las actividades exploratorias en la formación Vaca Muerta. El avance de este proceso, que lleva ya casi siete años, puede comprenderse sólo desde la abierta decisión oficial de proveer las mejores condiciones posibles para asegurar trayectos productivos crecientes, para lo cual los subsidios a la extracción de gas no convencional y condiciones de precios altos en dólares en todo el sector energético, constituyen los “costos de oportunidad” que las administraciones políticas han estado dispuestas a financiar para que el “riesgo empresarial” pueda desenvolverse con la mayor seguridad y liberalidad posibles. Parece, en concreto, una historia ya repetida. Esta vez, la nueva cara de la estrategia exportadora se llama Vaca Muerta.

Pero, junto a la necesidad de poner el foco en la identificación de la renta de un sector que sigue en estancamiento y en el esquema productivo ligado a la intensificación del nuevo escenario exportador de Vaca Muerta, resulta fundamental construir otra mirada que ponga en el centro de la escena un esquema de transición hacia una producción diversificada de energía, con la internalización de la dimensión ambiental como parte de todos los procesos de planificación que se encaren desde las autoridades gubernamentales en el futuro. A esos efectos, presentaremos brevemente hacia el final del documento una propuesta aproximativa para el debate abierto que necesitamos fomentar como prioridad nacional.

II- La cuestión de la renta hidrocarburífera: estimaciones para petróleo y gas a partir de la información de YPF.

El esquema metodológico fundamental a través del cual se trabaja la identificación y la cuantificación estimada de la renta hidrocarburífera en Argentina, implica, en primer lugar, la determinación de los llamados costos de extracción promedio- lo que en la jerga se denominan *lifting costs*- de los campos que están en producción en la Argentina. Estos costos son generalmente variables entre las distintas cuencas y aún entre proyectos comparados dentro de una misma cuenca, pero, a través de los números presentados oficialmente por la principal empresa del país, YPF SA., puede llegarse a determinar lo que denominaríamos costos promedios de extracción. Esta información, incluso, puede relevarse en documentación publicada en la Secretaría de Gobierno de Energía sobre la cadena de valor de los hidrocarburos a mediados de 2018 y en la información financiera presentada por YPF en Nueva York correspondiente a 2018.

El otro indicador fundamental que es importante tener en cuenta en el cálculo estimado de renta, es el valor del barril de referencia utilizado por el mercado argentino y, por cierto, por la empresa YPF S.A. En tal sentido, debe señalarse que se ha trabajado con un valor estandarizado de u\$s 60 por barril para el año 2018, en un contexto en el que los precios internos de comercialización de crudo están regidos por el esquema de liberalización vigente desde octubre de 2017, a partir de la decisión adoptada por el ex Ministro de Energía Juan José Aranguren. Por ende, en la actualidad, ya no se registran precios diferenciales a través de mecanismos como el denominado “barril criollo” que rigió hasta mediados de 2017 y que implicaba precios diferenciales más altos en el mercado local que estaban “desenganchados” de la dinámica de volatilidad que ha predominado en los últimos años en los precios de referencia del barril de crudo. Asimismo, el mercado nacional toma como referencia la evolución del barril Brent, que es el marcador vinculado a la producción hidrocarburífera del Mar del Norte, bajo cuyas premisas se ha realizado la exportación de crudos más pesados tipo escalante como el de la cuenca del golfo San Jorge, que no es muy eficiente para la refinación en el mercado nacional.

Ahora, un esquema productivo en estancamiento y/o caída que se consolidó en los últimos años, se ha combinado con una pronunciada baja en la inversión en exploración, que es una causa fundamental de la perpetuación de esta situación. Por ende, a partir de esta situación, el desempeño productivo de los campos convencionales en operación siguen una trayectoria declinante que sólo podría revertirse parcialmente en caso que las inversiones en métodos de recuperación asistida permitan sumar rentabilidad marginal sobre la producción base. Más allá de esta situación, que resulta muy difícil identificar en todos los campos en operación en la Argentina en las distintas cuencas, la producción de crudo y gas asociado que se extrae ya tiene incluido un cálculo de depreciación que puede incorporarse al costo promedio de extracción a fin de obtener, de esta manera, una aproximación más adecuada de los costos.

A partir del análisis de la información presentada, entonces, por YPF en el denominado Informe F20⁵, que anualmente se presenta a principios de cada año ante la Security and Exchange Commission de Nueva York y que siempre resulta ser un documento fundamental para el análisis de los inversores institucionales y los distintos entes intervinientes en el proceso productivo de la empresa, pueden obtenerse interesantes datos referidos a 2018.

⁵ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf>

Teniendo en cuenta que YPF es la principal productora de hidrocarburos de la Argentina y que, tal como se informa en la cadena de valor publicada por la misma Secretaría de Gobierno de Energía, resulta ser la fuente de información fundamental a la que se recurre para realizar estimaciones de renta hidrocarburífera y análisis y proyecciones de mercado, parece atinado utilizar la información oficial presentada en los Estados Unidos en marzo de 2019, a los efectos de comparar los números con las estimaciones anteriores.

En el referido documento, veamos en primer lugar información fundamental que es útil para las estimaciones:

- YPF concentra el 46,4% de la producción de petróleo.⁶
- YPF concentra el 37,4% de la producción de gas.⁷
- Los costos por pozo se redujeron 7% en 2018 en relación a 2017.⁸
- La producción consolidada de YPF expresada en barriles equivalentes de petróleo (boe) es de 179 millones correspondiente a 2018. Esa información se desagrega en: 83 millones de barriles de crudo y condensados, 82 millones de gas natural y 14 millones de GNL.⁹
- El tipo de cambio promedio que se toma en la cotización del dólar para 2018, es de 29,32 pesos.¹⁰

Asimismo, en el documento referido, se publica un cuadro en el que pueden apreciarse una serie de indicadores que permiten discriminar los lifting costs (es decir, los costos de extracción) promedio, costos de impuestos, transporte y otros promedio, como los precios de venta promedio para crudo y condensados, gas natural y GNL, siempre expresados en barriles equivalentes de petróleo (boe).

En efecto, lifting costs, impuestos, transporte y otros, conforman lo que se denomina costos de producción, que son expresados en barriles equivalentes de petróleo (boe). La información se presenta en pesos por barril. Así:

- **Lifting costs: 348,68 pesos por barril. Si se aplica el valor de 29,32 pesos por dólar, el promedio de esos costos está en 12 dólares.**¹¹
- Impuestos locales y otros pagos: 22,92 pesos por barril.¹²
- Transporte y otros costos: 97,77 pesos por barril.¹³
- **La suma de los tres índices conforman entonces el costo de producción promedio, que es de 469,37 pesos por barril. Si se aplica el valor de 29,32 pesos por dólar, el promedio de los costos de producción es de 16 dólares.**¹⁴
- **Finalmente, se agrega un markup de 20% como estimación de ganancia normal, lo que lleva a un número final de 19,2 dólares por barril.**

⁶ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Página 36

⁷ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Página 36

⁸ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Página 41

⁹ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Página 52

¹⁰ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Página 11

¹¹ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Página 53

¹² <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Pagina 53

¹³ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Página 53

¹⁴ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Página 53

Asimismo, el promedio de los costos de producción que se toman corresponden a los de YPF, como se señaló anteriormente, ya que resultan representativos de la actividad. Así, se considera el valor de 16 dólares como costos de producción promedio para 2018, según se indicó. Y a ese valor se le agrega el markup, lo que lleva el número final a 19,2 dólares. Sobre estos costos del eslabón upstream, se procede a la estimación de las rentas desagregadas, en función de la información brindada por el informe F20 presentado por YPF. Veamos, entonces, la información desagregada para la producción de crudo.

Si se tienen en cuenta sólo los números de la producción de crudo y condensados de YPF- 83 millones de barriles (boe)- la producción total de crudo de las empresas está en 179 millones de barriles (boe) en 2018.

A su vez, se toman las referencias presentadas para los precios promedio de venta de crudo y condensados expresados en pesos por barril y luego convertidos a dólares. **Ese valor es de 1.774,87 pesos, que son 60,5 dólares.**¹⁵

A este valor se le deducen 19,2 dólares- que son los costos de producción promedio más el markup- y se obtienen 41,3 dólares por barril equivalente de petróleo (boe). Si se calcula este valor por la producción total de crudo y condensados, se obtiene una renta petrolera inicial de U\$S 7.392.700.000 millones.

Este cálculo puede variar si se tiene en cuenta el efecto del pago de otros tributos como regalías fundamentalmente. En la información brindada por YPF, se sostiene que en el cálculo promedio de impuestos y otros pagos, esos índices no están incluidos. Representan, para 2018, un valor de 162,08 pesos por barril, lo que da 5,5 dólares por barril. Si sumáramos ese monto a los 19,2 dólares, obtendríamos 24,7 dólares y la estimación de renta varía ya que a los 60,5 dólares de precio promedio de venta de crudo y condensados, se le restan 24,7 dólares y se obtienen 35,8 dólares. **Ese monto por barril multiplicado por la producción total, da U\$S 6.408.200.000 millones. En este cálculo, se deducen los montos estimados de regalías, es decir, lo que sería básicamente ingresos de las jurisdicciones productoras provinciales, que totalizan U\$S 984.500.000 millones.**

Finalmente, la renta petrolera total apropiada por las empresas es de U\$S 6.408.200.000 millones.

En lo que respecta al gas natural, se trabajará más adelante en función de la consolidación de la información disponible.

III- La nueva apuesta exportadora centrada en Vaca Muerta. ¿Ese es el camino?

A partir del análisis de las estimaciones de renta de petróleo y gas natural, resulta fundamental dar cuenta de la dinámica productiva del sector, que está fundamentalmente orientada a la promoción inversora de Vaca Muerta como el nuevo “El Dorado” que nos aseguraría un camino promisorio con energía abundante y accesible. Ahora, a partir de lo que se analiza en este acápite, se estima fundamental poner sobre la mesa la cuestión del desarrollo de Vaca Muerta asociada a la presencia relevante de YPF como actor central de este proceso. Más allá de que las cifras que se trabajan a continuación corroboran esta situación, lo que nos parece relevante enfocar es que el “rol

¹⁵ <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF-20F-2018.pdf> Página 53

estratégico” que reclamamos para YPF no está vinculado a la promoción ultraextractivista exportadora de Vaca Muerta, sino a su instrumentación como uno de los medios fundamentales para robustecer los objetivos de autoabastecimiento de petróleo y gas a precios asequibles para toda la comunidad nacional, en el marco de un conjunto de medidas que se dirijan a la consolidación de un camino de transición productiva y energética que nos permita salir de la estructural dependencia hidrocarburífera.

Pasemos entonces a ver el desempeño productivo dominante y el rol de YPF en el proceso. En efecto, la dinámica productiva está fundamentalmente vinculado a la extracción convencional, como ya se manifestó. En materia de crudo, el 87% de la producción es aún convencional, mientras que el 13% restante responde a la nueva realidad de los recursos no convencionales, con epicentro en Vaca Muerta.¹⁶ En este caso, YPF es la que muestra el mejor desempeño, ya que hacia fines de 2018, un 17% del total de su extracción está relacionada con no convencionales.

El balance 2018 contra 2017, implicó un crecimiento de la extracción de 2,1%¹⁷, marcando una tenue recuperación, lo cual está relacionada con el crecimiento de los no convencionales. Fuera de ello, la realidad es que el sector está en estancamiento y caída y sólo la mayor inversión esperada en la nueva producción no convencional, podría revertir la tendencia. Si se tiene en cuenta la evolución de la última década, la caída acumulada es de 19,5%, ya que mientras en 2008 se extrajeron 35,9 millones de m³, en 2018 esa cifra bajó hasta los 28,9 millones de m³.¹⁸ Asimismo, la cuenca neuquina, que es el epicentro de la promovida revolución del shale oil, acumuló una caída del 22% en la última década en la extracción convencional de crudo. Esta cuenca es el 43% de la extracción de crudo del país y, junto con la cuenca del Golfo San Jorge y la Marina Austral, concentran el 93% de la extracción total. Mientras tanto, las cuencas Cuyana y Noroeste, han acentuado su caída y representan tan sólo un 7% de la extracción total de crudo.¹⁹ La presencia de YPF es ampliamente dominante, ya que es responsable por el 46% de la extracción nacional en 2018, mientras que Pan American Energy llega a un 21%, seguida de Pluspetrol con 6%, Sinopec, con 4% y Tecpetrol, con el 3%. De esta manera, entre las cinco primeras empresas concentran el 80% de la extracción de crudo en el país.²⁰

Por cierto, el boom del shale oil es parte de la realidad hoy; esta es la situación que refieren las empresas del sector y, sobre todo, YPF, Pan American, Pluspetrol, Chevron, Tecpetrol y otras que tienen presencia importante. Pero es YPF el actor dominante desde mediados de 2013 en materia de petróleo no convencional. Entre 2018 y 2017, la extracción de crudo no convencional creció 46,4%.²¹ Asimismo, YPF ha sido el actor dominante en la inversión en estos años. De hecho, de toda la inversión realizada durante 2017- 6.700 millones de dólares-, 36% ha sido encarada por YPF. Durante 2018, se comprometieron inversiones por 8.000 millones de dólares, y el 40% del total estuvo a cargo de YPF²². Así, los desarrollos no convencionales siguen ganando en

¹⁶ Datos extraídos de Secretaría de Gobierno de Energía

¹⁷ Datos extraídos de Secretaría de Gobierno de Energía

¹⁸ Datos extraídos de Secretaría de Gobierno de Energía

¹⁹ <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/argentina>

²⁰ Datos de la Secretaría de Gobierno de Energía y del Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG).

²¹ <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/argentina>

²² https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2018/SSPMicro_Cadenas_de_valor_Hidrocarburos.pdf

importancia, sin apreciarse grandes esfuerzos en exploración.²³ También se informa oficialmente que, entre 2014 y 2016, la estimación de recuperación final por pozo se elevó de 455.000 barriles de crudo a 570.000 y que YPF ha logrado disminuir los costos de perforación en más de 50% entre 2016 y 2017.²⁴

También es importante tener en cuenta que las dos concesiones de explotación no convencional que han tenido mejor performance en los últimos dos años y que continúan siendo fundamentales en la recuperación total de la producción de crudo, son Loma Campana y La Amarga Chica. La primera, es la concesión en la que YPF es operador y su socio es Chevron y debe recordarse que se trató del primer piloto de crudo no convencional en Vaca Muerta. La otra, es la que YPF comparte con la empresa malaya Petronas y que se puso en marcha en 2014. Luego, la presencia de Tecpetrol en Fortín de Piedra (con producción de gas no convencional básicamente), la de YPF nuevamente en la concesión Bandurria Sur, y la de Vista Oil & Gas (la empresa liderada por el ex Presidente de YPF, Miguel Galuccio y que ha encarado desde 2018 una estrategia dirigida a una fuerte inversión en Vaca Muerta), en la concesión Bajada del Palo. Estas concesiones están entre las 10 primeras en extracción durante 2018 y 2019, y la presencia de YPF es fundamental en este escenario. Asimismo, hasta este momento, sólo Shell Argentina (a través de la concesión Coirón Amargo Sur Oeste) y la estatal chilena ENAP Siptrol son dos de las principales empresas extranjeras que tienen fuerte presencia en Vaca Muerta.²⁵

A su vez, resulta tan determinante la preeminencia de la nueva estrategia exportadora basada en Vaca Muerta, que hacia mediados de 2019 YPF comenzó a exportar crudo liviano obtenido de sus explotaciones en la formación. Si bien esto es todavía marginal, está en línea con la estrategia de maximizar las buenas condiciones de precios internacionales existentes que, sumado a la creciente inversión en la cuenca neuquina, implicaría la recuperación de un autoabastecimiento de corto plazo, cuya consolidación es tan deletérea e imprevisible como lo son las condiciones internacionales de precios- que no manejamos desde la Argentina-, los probables factores geopolíticos que puedan incidir en esa evolución-sobre los que tampoco puede registrarse incidencia alguna- y la misma situación de evolución de precios relativos atados a este esquema de dolarización general de los precios mayoristas de la energía, que han provocado un desequilibrio en el esquema disponibilidad-accesibilidad de energéticos. Claro, esta circunstancia no aparece en las decisiones fundamentales a nivel gubernamental y, por ende, estamos a expensas de una maximización de las estrategias empresariales.

Pero la misma empresa líder en la actividad hidrocarburífera, YPF, sostiene claramente que a partir de 2020 se esperan aumentos significativos en la producción no convencional de Vaca Muerta, a tal punto que en palabras del CEO Financiero, Daniel González, se estima la exportación de alrededor de 60.000 barriles día²⁶, sobre la base de un incremento persistente de la producción. Por cierto, desde la devaluación de abril de 2018 y las consecuentes devaluaciones al compás del deterioro acelerado de la economía real de la Argentina bajo la tutela del FMI, y en el contexto de un endeudamiento jamás registrado en período histórico que pueda compararse, los activos de las empresas argentinas se han resentido acentuadamente al tiempo que el peso del endeudamiento en

²³ https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2018/SSPMicro_Cadenas_de_valor_Hidrocarburos.pdf

²⁴ https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2018/SSPMicro_Cadenas_de_valor_Hidrocarburos.pdf

²⁵ Datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

²⁶ <https://www.ambito.com/ypf-espera-descongelamiento-gradual-el-precio-los-combustibles-atraso-llega-al-20-n5056460>

dólares ha aumentado en comparación con años anteriores. YPF ha sido particularmente dañada por esta coyuntura, aunque es importante tener en cuenta que la trayectoria de optimización productiva creciente y de baja persistente de los costos de desarrollo en la operación de los recursos no convencionales, junto con la fuerte reinversión de los flujos de caja de la compañía, podrían permitirle manejar la delicada situación económico-financiera, lo cual también incluiría un manejo sostenible de la deuda en dólares de la compañía de cara a los próximos años.²⁷ En realidad, la evolución de la crisis económica durante 2019 ha generado alguna preocupación mayor sobre el estado de endeudamiento de la compañía. En este sentido, los números de 2018 **muestran una deuda total de u\$s 8.900 millones, mientras que la deuda neta ascendió a u\$s 7.400 millones.**²⁸ La deuda neta se calcula como deuda total menos efectivo y equivalentes e instrumentos financieros derivados.

Por otro lado, si se observa el desempeño productivo en gas natural, el peso relativo de la producción no convencional es aún mayor, ya que en 2018 explicó el 35% del total, aunque debe aclararse que una parte importante de esa extracción corresponde a tight gas, mientras que el shale gas crece más fuertemente en los últimos dos años. Téngase en cuenta que, durante 2019, la extracción de gas no convencional ha aumentado aún más, a tal punto que ya representa alrededor del 40% del total, con mayor incidencia del shale gas.

Si se descuenta toda esa producción, la extracción de gas convencional para 2018 marcaría un retroceso de 7,1%.²⁹ Por ende, el hecho que la extracción de gas consolide un perfil de crecimiento en los números finales que ya acumula más de quince meses desde comienzos de 2018, se debe a la extracción creciente de no convencionales. Así, la extracción de los 47.000 millones de m³ de 2018 significaron un aumento de 5,4% en relación a 2017³⁰. El 94% del incremento de la extracción de gas provino de la cuenca neuquina, cuya producción aumentó 8,8% en relación a 2017³¹. A pesar de ello, la Argentina extrae aún menos gas que una década atrás (en 2008 se extrajeron 50.600 millones de m³).³² La cuenca neuquina explica el 60% de la extracción de gas natural y recién en 2018 a través del significativo crecimiento de la extracción no convencional, comenzó a revertir la tendencia declinante, que había llegado a 4% en la última década.³³ Ahora, la extracción de shale gas en 2018 fue 194,8% superior a la de 2017, lo cual implica que es este tipo de recurso no convencional el que tracciona la fuerte suba en la extracción total; mientras que el tight gas, apenas registró un aumento de 2,5% en 2018 en relación a 2017. Téngase en cuenta que si se compara 2018 contra 2008, la extracción de gas convencional bajó un 40%.³⁴

YPF es la empresa más importante en la extracción de gas, con un porcentaje del 32%, mientras que Total Austral llega a 25%; Pan American se ubica en el tercer lugar con 11%, Tecpetrol- que crece

²⁷ <https://www.ambito.com/ypf-espera-descongelamiento-gradual-el-precio-los-combustibles-atraso-llega-al-20-n5056460>

²⁸ <https://www.aoyf.org/ypf-cerro-2018-con-ganancias-por-38-000-millones/>

²⁹ <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/argentina>

³⁰ Datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

³¹ Datos de la Secretaría de Gobierno de Energía.

³² <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/argentina>

³³ <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/argentina>

³⁴ <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/argentina>

sostenidamente-, tiene el 9% del total y la quinta operadora es Pampa Energía con 3%. De esta manera, en forma similar a lo que ocurre en el sector petrolero, entre las primeras cinco empresas controlan el 81% de la extracción total.³⁵

Asimismo, esa ecuación productiva que resulta muy positiva en el último año, está directamente ligada al mantenimiento del esquema de subsidios a la producción que ha beneficiado a un selecto grupo de empresas entre las que están YPF, Total, Pan American, Tecpetrol, entre las fundamentales.

Unas pocas cifras permiten ver esta realidad. El incentivo actualmente vigente, es el que se reguló a través de la Resolución 46/2017, promovida por el ex Ministro Juan José Aranguren. Esa resolución marcó un sendero de precios para el gas no convencional que estaba en línea con los costos de oportunidad vinculados a los precios de paridad de importación. Así, estableció un esquema descendente entre 2018 y 2021, que implicó que se reconocieran precios que iban desde los 7,5 dólares por millón de btu, hasta los 6 dólares por millón de btu, que regirían hacia 2021. Este esquema estaba en línea con el mecanismo de dolarización de los precios mayoristas, que supuso la transferencia permanente a todos los usuarios del servicio de gas natural de los costos de financiar semejantes subsidios a la oferta gasífera creciente. El shock devaluatorio de abril de 2018, implicó que el sendero creciente elaborado por Aranguren volara por el aire, y se renegociaron condiciones de precios internos para la comercialización del gas natural que, entre mediados de 2018 y mediados de 2019, se ubican en 4,60 dólares por millón de btu. Así, la diferencia que hay entre esa cifra y los valores reconocidos en la mencionada resolución, son financiados por el Estado argentino, es decir, por todos nosotros a través del esquema de compensaciones que cristalizó esas transferencias.

Pero el agravamiento de la crisis devaluatoria, con el incremento de precios y la aceleración de la transferencia del conjunto de la sociedad hacia un puñado selecto de empresas, a lo que se sumó la restricción fiscal vigente a partir de la oficialización del acuerdo con el FMI desde junio de 2018, obligó a la administración de Cambiemos a moderar el impulso de los subsidios destinados al sector gasífero. Así, entre 2018 y 2019, se destinan alrededor de 1.400 millones de dólares para el sostenimiento del programa de incentivos.³⁶

Lo presupuestado inicialmente para 2019 estaba en el orden de los 700 millones de dólares, monto que fue ajustado en función de las restricciones fiscales vinculadas al cumplimiento del programa comprometido con el FMI. Estos montos de subsidios se suman a los u\$s 21.000 millones que recibió todo el sistema hidrocarburífero entre 2008 y 2016, anteriormente señalados.

Asimismo, se generaron escenarios de crisis e inestabilidad como el provocado por la demanda que Tecpetrol le impuso al gobierno en la justicia a causa de lo que se considera una “mala interpretación” de la resolución 46/2017, ya que la extracción de gas no convencional de Tecpetrol hacia comienzos de 2019, superó los 17 millones de m³ por día, mientras que el compromiso de extracción adquirido en sus contratos a fines de 2017 suponían una extracción no mayor a 8 millones de m³ por día. Esa resolución no contempló un techo volumétrico a partir del cual no se remuneraba lo que se establecía en la misma, y es por ello que Tecpetrol recurrió a la justicia. Otro aspecto relevante en lo que hace al capítulo gasífero, fue la “deuda” reconocida por el gobierno en

³⁵ <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/argentina>

³⁶ Datos de Presupuesto 2019 de la Secretaría de Hacienda.

el presupuesto 2019 en función de créditos no liquidados a las empresas gasíferas por la vigencia de los anteriores esquemas de incentivos desde 2013 hasta 2017. Ese monto llegó a los 1.580 millones de dólares³⁷, que se suman a los 1.400 millones del bienio 2018-2019, lo cual significa que se han transferido alrededor de 2.980 millones de dólares al grupo de empresas que hoy consolidan un nuevo escenario extractivo y que constituyen los principales factores de poder que están detrás de la nueva aventura exportadora que se estructura en torno al gas no convencional. **Así, entre 2008 y 2019, el monto global de subsidios transferidos al conjunto de las empresas hidrocarburíferas se ubicó en la friolera de u\$s 23.980 mill.**

En este capítulo, el escenario dolarizado de precios mayoristas del gas natural junto con la continuidad de un esquema de subsidios a la oferta, constituyen los pilares sobre los que se cimenta este nuevo esquema expoliador, que supone que sólo será viable el gas no convencional de Vaca Muerta si se abren las perspectivas para el desarrollo masivo. **Y en el caso del gas, la estrategia imperante de todo el sector hidrocarburífero se orienta a Vaca Muerta. Y es aquí, justamente, donde YPF debiera desempeñar un rol diferente, en línea con lo afirmado al inicio de este acápite para el caso del petróleo. Es decir, YPF en Vaca Muerta debe ser garantía de autoabastecimiento seguro, confiable y asequible en materia de gas, y no el primus inter pares de una maximización de una estrategia exportadora.**

Ahora, desde la política oficial de Cambiemos, y de cara a pavimentar ese camino exportador, desde septiembre de 2018 se han retomado las exportaciones de gas natural a Chile³⁸ a través de los gasoductos que ya funcionaban en los '90, cuando se puso en marcha aquel festival exportador que nos dejó finalmente sin gas hacia 2004. Lo que se ha exportado durante el primer semestre de 2019, es aproximadamente un 4% promedio del total de extracción de gas natural-alrededor de 5,9 millones de m³ por día³⁹-, lo cual responde a que la creciente extracción de gas no convencional debe ser comercializada ante la carencia de un plan integral de abastecimiento interno que implique no sólo pautar la conexión paulatina del 25% de la población que no tiene gas natural por redendeuda histórica del sistema energético nacional-, sino un rediseño de todo el esquema de importación de gas natural.

Este último aspecto es fundamental, ya que hasta 2018 la Argentina ha importado entre el 20% y el 25% del consumo doméstico de gas natural, lo cual era una directa consecuencia de la escasez que reapareció hacia 2004-2005 y que implicó la firma de un contrato a veinte años con Bolivia y la importación, desde 2008, de gas natural licuado. En efecto, en lo que respecta a esta última oferta- que es una de las alternativas más costosas-, hacia comienzos de 2019, el gobierno desactivó la terminal de importación de Bahía Blanca⁴⁰ y dejó activa la terminal ubicada en Escobar, decisión que obedeció a la mayor oferta de gas que comenzó a tener el sistema por la mayor producción subsidiada. Junto con ello, se renegoció a principios de 2019 el esquema de abastecimiento de gas natural con Bolivia, a los efectos que la oferta proveniente del hermano país se adapte a la mayor oferta interna. Esta adenda rige para 2019 y 2020. Así, entre octubre y abril- durante los meses de

³⁷ Este monto es el emergente de los compromisos correspondientes a los programas anteriores de incentivo a la extracción adicional de gas natural que no fueron acreditados a las empresas y cuya legalidad se estableció a través de la Resolución 97 del 28 de marzo de 2018 del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

³⁸ <https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/190197/20180822>

³⁹ <https://www.lanacion.com.ar/economia/vaca-muerta-la-produccion-gas-julio-fue-nid2285349>

⁴⁰ <https://econojournal.com.ar/2018/09/el-final-de-una-era-se-va-el-barco-regasificador-de-bahia-blanca/>

verano-, Argentina importa 11 millones de m³ por día, mientras que en los meses de mayo y septiembre, se compromete la importación de 16 millones de m³ y 18 millones de m³ en los meses de junio y julio⁴¹. Téngase en cuenta que el contrato original, vigente hasta 2026, implicaba la adquisición creciente de volúmenes de gas natural, a tal punto que esos envíos deberían superar los 20 millones de m³ por día. Por cierto, esa restricción en los volúmenes enviados, supone un ahorro para la Argentina de 454 millones de dólares por ambos años.⁴²

Otras de las medidas recientes, ha sido la convocatoria, mediante el Decreto 465 de julio de 2019⁴³, a una licitación pública nacional e internacional para la construcción de un nuevo gasoducto troncal que unirá los yacimientos de la formación Vaca Muerta con la región metropolitana en dos tramos que deben construirse entre 2020 y 2021. Ciertamente, el objetivo de esta propuesta está vinculado a activar los mercados de exportación a través de los puertos atlánticos, en la perspectiva de exportar gas natural y también gas natural licuado, proceso en el que está inserta YPF con el proyecto de construcción de una terminal de licuefacción para la exportación. Simultáneamente a esta medida, se habilitó la exportación de gas natural a Chile bajo la modalidad de contratos en firme⁴⁴, que podrán efectuarse entre septiembre y mayo de cada año, es decir, en el período en el que se espera mayor oferta de gas que no será utilizada en el mercado interno y no sólo por el hecho objetivo que durante el período estival baja en forma relevante el consumo de gas natural, sino por la consolidación de una retracción en el consumo de energéticos como consecuencia del peso creciente de los tarifazos en los presupuestos familiares y de las industrias y comercios.

Así, en el capítulo del gas natural, se observa con crudeza y nitidez dónde está la planificación sectorial y cuáles son los objetivos. En efecto, el centro neurálgico de la planificación gasífera son las mismas empresas beneficiadas por la captura de renta y por los subsidios que se transfieren incesantemente, mientras que la administración actúa como último garante de un esquema destinado fundamentalmente a la maximización de la rentabilidad empresarial y al crecimiento acelerado del esquema exportador, mientras que se ha abandonado por completo la planificación de escenarios integrales en materia de hidrocarburos y en el sistema energético, lo cual pone blanco sobre negro el criterio rentístico y oligopólico concentrado que se consolida con el establecimiento de estas medidas.

Por otra parte, la propia información disponible de fuentes oficiales, da cuenta de un escenario muy propicio en términos de lo que en la industria se denomina costos de desarrollo de los proyectos hidrocarbúricos no convencionales. En efecto, según la información de la cadena de valor publicada por la Secretaría de Gobierno de Energía, los costos de explotación de los proyectos han bajado ostensiblemente si se compara la situación presente con la existente hacia 2013.⁴⁵

⁴¹ <https://www.cronista.com/economiapolitica/Lopetegui-explico-el-contrato-de-gas-con-Bolivia-y-el-curioso-premio-de-un-avion-20190215-0033.html>

⁴² <https://www.cronista.com/economiapolitica/Lopetegui-explico-el-contrato-de-gas-con-Bolivia-y-el-curioso-premio-de-un-avion-20190215-0033.html>

⁴³ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/211057/20190710>

⁴⁴ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/213813/20190821>

⁴⁵ https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2018/SSPMicro_Cadenas_de_valor_Hidrocarburos.pdf

En el caso del petróleo no convencional, el primera gran proyecto- Loma Campana- se transformó en el paradigma que señalaría el camino para el resto de las empresas. Esta concesión, otorgada por la provincia de Neuquén a mediados de 2013 al consorcio YPF-Chevron por un plazo de 35 años (hasta 2048), ha logrado reducir a la mitad los costos de explotación a partir de un esquema productivo que permitió maximizar los trabajos de fractura horizontal sobre los pozos perforados de modo tal que se obtuvieron mejores horizontes de rentabilidad y recuperación de recursos. De hecho, las perspectivas indican que podrían alcanzarse en algunos proyectos niveles de costos de explotación por pozo que se ubican en los 10 dólares por barril⁴⁶, lo cual se aproxima al desempeño productivo de las cuencas Permian y Marcellus ubicadas en la región texana en los Estados Unidos y que constituyen las áreas de avanzada en la explotación masiva de crudo no convencional.

En lo que respecta al shale gas, el proyecto El Orejano, que es un emprendimiento conjunto de YPF con Dow Chemical y que fue uno de los primeros en ponerse en operaciones en Vaca Muerta, ostenta costos de explotación que están debajo de los 2 dólares por millón de btu⁴⁷, mientras que, como se comentó anteriormente, los precios promedio de comercialización del gas natural en Argentina están en torno a los 4,60 dólares por millón de btu. En tal sentido, resultaría evidente que los niveles de eficiencia operativa y de rentabilidad que tienen estas explotaciones, no justificarían, en modo alguno, la graciosa concesión de estímulos fiscales permanentes, como ha sido el caso del sector gasífero en los últimos años. Además, debe tenerse en cuenta que desde septiembre de 2018 se habilitó la exportación de gas a Chile a través de contratos interrumpibles y en agosto de 2019 se ha puesto en marcha un nuevo esquema de exportación con contratos en firme hacia Chile en el marco de los Acuerdos de Complementación firmados en 1991 entre ambos países.

Por cierto, muy probablemente pueda alegarse que no todos los proyectos tienen los mismos niveles de rentabilidad esperada pero, más allá de ello, entre la información disponible, las mismas declaraciones que se desprenden de la propia actividad empresarial y la presión constante para generar un “consenso institucional” entre gobiernos, empresas y trabajadores en torno al desarrollo masivo de Vaca Muerta, nos llevan a un escenario de profecía autocumplida. Es decir, la inexorabilidad de atravesar el puente de Vaca Muerta para ir en busca de nuestro “esquivo” desarrollo.

Y es ese camino el que debe ser centralmente modificado para poner en marcha, más temprano que tarde, un proceso de transición energética hacia dos grandes objetivos estratégicos: diversificación creciente de la matriz de generación de energía con incorporación de fuentes renovables y reinstalación de un camino de integración regional energética sudamericana. Y en ese nuevo esquema, YPF debería jugar un “rol estratégico y rector de la nueva planificación energética integral. Sobre ello profundizamos en el acápite de cierre.

IV- Hacia un nuevo proyecto energético nacional: soberanía y diversificación.

A partir de todo lo desarrollado, la acuciante realidad que se vive en el sistema energético nacional, requiere de la construcción de esfuerzos sistemáticos en el mediano y largo plazo, que propicien una amplia convocatoria para discutir nuevas bases de funcionamiento del sistema energético nacional, que hoy se ha transformado en una caja de ganancias irracionales de un conjunto de empresas oligopólicas asociadas a un Estado cómplice y socio

⁴⁶ https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2018/SSPMicro_Cadenas_de_valor_Hidrocarburos.pdf

⁴⁷ https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2018/SSPMicro_Cadenas_de_valor_Hidrocarburos.pdf

de tal despojo. Los puntos centrales que se proponen como parte de esa discusión son los siguientes:

- La energía como bien estratégico y como derecho humano, ya que es, simultáneamente, un bien económico crítico como un bien social, del común, del pueblo. Por ende, configura un bien de interés público. Autoabastecimiento, acceso universal, desarrollo productivo, sostenibilidad socio-ambiental y diversificación hacia fuentes renovables son objetivos fundamentales.
- En materia de hidrocarburos, YPF debe recuperar su rol rector de empresa estratégica en la planificación de toda la política energética. Debe ser palanca de desarrollo e instrumento de intervención decisiva del Estado en el juego de la energía. Sin una YPF controlada por el Estado y pueblo argentinos, no hay otro modelo energético posible. Con ello, recuperar la renta para ponerla al servicio de otro modelo productivo que nos saque del extractivismo a gran escala y que nos conduzca por una senda de transición hacia otro modelo integral y democrático de producción, transformación, distribución y consumo de energía. **Para ello el rol de YPF en Vaca Muerta, como ya se consideró, debe ser el del garante de una explotación limitada, vinculada al objetivo del autoabastecimiento seguro, confiable y asequible para la comunidad nacional, con fuertes regulaciones ambientales y bajo nuevas condiciones de trabajo que nos saquen del esquema flexibilizador vigente desde 2017 en el sector.**
- Recuperación de un criterio de planificación integrado y centralizado del sistema energético. Debemos desandar el camino nefasto de la desregulación. Ese esquema ha destruido infraestructura, no ha hecho inversiones y pone en peligro el acceso de la población en el altar de las rentas de un conjunto de empresas fragmentadas que desde hace tres décadas usufructúan de los bienes que el Estado nacional, en más de 70 años, ha construido con los recursos de todos los argentinos.
- Revisión profunda de las cadenas de valor y costos de toda la industria hidrocarburífera y eléctrica. Costos de producción en pesos, con precios y tarifas en pesos. Un país productor de petróleo y gas, aún cuando necesite cubrir alrededor de un 25% de sus necesidades, no puede tener tarifas de países que son plenamente importadores. La estafa del gas, con sobrepagos escandalosos en dólares, es uno de los aspectos más aberrantes de este montaje de costos inflados y dolarización que nos ha llevado a este caos.
- Se debe encarar la auditoría integral del esquema de concesiones imperantes en el sector hidrocarburífero, como así también las mismas concesiones en los tres segmentos del sector gasífero y eléctrico, a fin de revertirlas y alumbrar un gran debate sobre un nuevo régimen económico de la energía favorable a los intereses del pueblo argentino, orientado a alentar un profundo cambio hacia la nacionalización con control público y participación de toda la comunidad.
- Un planteo fundamental sobre qué tipo de empresas queremos construir en el sistema energético y en la prestación de servicios públicos esenciales. Proponemos un modelo de empresas estatales, públicas, con participación de usuarios y trabajadores de la energía en la gestión y control de las mismas. Este esquema organizativo es fundamental, si queremos

construir energía para toda la comunidad. Y, en ese sentido, debe estar en la consideración del debate público, la factibilidad de cambiar la misma razón societaria de YPF, para transformarla en una nueva empresa pública, con participación de diversos sectores y en camino a una estrategia de transición productiva para la diversificación. En este sentido, tanto la agencia de promoción tecnológica de YPF- Y-TEC-, como el segmento de desarrollo de energía eléctrica dentro de la empresa, pueden ser eslabones de una nueva empresa integral de energía, que puede mostrar un camino de construcción empresarial diferente.

Ahora, resulta fundamental precisar y abundar en la problemática energética nacional de las últimas tres décadas, a los efectos de encontrar las razones fundamentales que guían la imperiosa necesidad de discutir integralmente el sistema energético.

En efecto, en las últimas tres décadas, a partir de las reformas liberales encaradas por la administración menemista, el sistema energético se convirtió en un verdadero casino económico-financiero, ya que desde los primeros decretos desreguladores de la oferta y demanda de energía, hasta el establecimiento de un cuerpo de legislación que permitió la privatización y enajenación de nuestra YPF y la incorporación de esquemas de mercantilización a través de los nuevos marcos regulatorios del gas y la energía eléctrica, se nos ha impuesto un escenario de cortoplacismo, retiro gradual cuando no complicidad del Estado en materia regulatoria, falta de visión estratégica de largo plazo y fragmentación estructural de un sistema que hasta fines de los '80 funcionaba de modo integrado y controlado estratégicamente por empresas estatales.

En este sentido, el período posterior a la crisis de 2001, con la emergencia económica y la mayor intervención del Estado en la política energética y en la gestión de un sistema cada vez más anarquizado, con empresas que perseguían sus esquemas de rentabilidad a costa del acceso de la población a la energía, permitió regenerar un escenario más propicio para un debate integral de la problemática energética. En este aspecto, el período kirchnerista, luego de una primera etapa en la que, pesificación y congelamiento de tarifas mediante, intentó convivir con la lógica del esquema desregulador, encaró la recuperación de YPF de manos de Repsol en 2012, en un contexto de creciente falta de oferta energética, luego del desastre provocado por la empresa española, que destruyó los dos tercios de nuestras reservas de gas natural y la mitad de las reservas de petróleo existentes a fines de los '80. Esa reversión parcial implicó una vuelta de campana coyuntural en el medio del debate creciente por el reciente descubrimiento de los recursos hidrocarbúricos no convencionales en Vaca Muerta, Neuquén, al tiempo que la menguante oferta comenzó a ser combatida a través de un esquema de subsidios crecientes destinados a incentivar la oferta de hidrocarburos y a sostener la generación de energía eléctrica con costos cada vez más crecientes y, por otro lado, sostener un esquema de tarifas accesibles a la población en un contexto de degradación significativa de la calidad del servicio que las empresas privadas de gas y electricidad brindan desde la vigencia de los contratos de concesión de los '90. Aquí, la deficiente regulación, la opacidad en los esquemas de costos de toda la cadena productiva, sumada a la falta de inversión y de auditorías relevantes sobre las empresas prestadoras, terminaron por conformar un cuadro de peligroso deterioro del conjunto del

sistema energético, transformado así en un escenario de puja creciente entre actores concentrados con gran poder de fuego, con un Estado intrusado y cooptado por el interés corporativo de las empresas energéticas, todo lo cual acrecentó el panorama de deterioro generalizado.

En esa senda, el debate sobre la recuperación de la renta hidrocarburífera una vez que YPF fuera parcialmente recuperada a través de la estatización parcial de 2012, junto con la transformación integral del sistema energético, quedaron como dos grandes tareas estratégicas a retomar, más aún luego de tres años de desastrosa política energética llevada adelante por Cambiemos, que ha puesto en riesgo directamente el derecho humano a la accesibilidad universal a un bien como la energía, al tiempo que desató un impiadoso tarifazo basado en una irracional dolarización de los precios mayoristas, que es la contracara de ganancias nunca antes obtenidas por el privilegiado grupo de empresas energéticas concentradas. Asimismo, el esquema de subsidios a la oferta de producción excedente de gas no convencional de Vaca Muerta, con remuneraciones que son entre 75% y 100% superiores a los precios medios vigentes en el mercado y que son hasta tres veces más caros que el precio promedio del gas no convencional, forma parte de una de las aristas fundamentales de la estafa y el saqueo que este gobierno acelera sin pausa contra toda la población trabajadora y usuaria y los sectores productivos pequeños y medianos.

En este contexto terminal del esquema de acumulación por despojo que este gobierno avaló con sus demenciales medidas, ha llegado la hora de plantear un camino estratégico de salida de esta situación. Este esquema se fundamenta en los siguientes aspectos centrales.

- La energía como bien estratégico y como derecho humano, ya que es, simultáneamente, un bien económico crítico como un bien social, del común. En tal sentido, la energía configura un bien de interés público. Todo el proceso que va desde la generación, pasa por la transformación y concluye en la distribución y consumo de la energía, constituye un bien estratégico y social, con un doble cariz que debe plasmarse en toda legislación.

El esquema de nueva legislación integral en materia energética que necesitamos, que debe pivotar en función de los objetivos y/o principios de:

Autoabastecimiento interno.

Desarrollo productivo de los diversos sectores de nuestra economía.

Accesibilidad universal de los bienes energéticos como derecho humano inalienable e imprescriptible.

Sostenibilidad ambiental y creciente incorporación de usos eficientes y racionales de la energía.

Diversificación creciente de la matriz energética bajo el paradigma de complementariedad de fuentes.

- Reinstalación de un esquema de planeamiento y ejecución del sistema energético desde una perspectiva de integración de los procesos productivos, lo cual implica rediscutir la unidad de un sistema complejo en función de ponerlo al servicio de la producción y del conjunto de

la población garantizando la accesibilidad y asequibilidad. Es decir, tarifas que puedan pagarse en función de los ingresos de la población. Es que la contracara de este funcionamiento de mercado anárquico y propio de un esquema de saqueo y privilegio, es la inexistencia de una cosmovisión integral del sistema energético, que supone un conjunto de actores, reglas de juego y relaciones que deben asegurar no sólo la disponibilidad de energía, sino la perdurabilidad del suministro en el tiempo, la accesibilidad como criterio universal, en resguardo de un derecho humano esencial, una producción cada vez más eficiente y sostenible desde el punto de vista de un criterio ambiental fuerte y, finalmente, un esquema de paulatina diversificación de fuentes de generación de energía, que planifique criterios de complementariedad de fuentes y bases sólidas y reales para la incorporación de fuentes renovables desde una perspectiva sistémica integral y no como meras apuestas financieras dolarizadas, que es lo que parece trasuntar el interés gubernamental por la promoción de las energías renovables.

- Discusión integral sobre el esquema de costos de la cadena de valor de la industria hidrocarburífera y eléctrica. Ello supone poner a YPF a la vanguardia en toda la cadena de producción energética en la Argentina, a los efectos que recupere su rol estratégico de empresa testigo. Asimismo, la producción de insumos fundamentales para el desarrollo productivo, como así también de bienes esenciales para una vida digna de la comunidad, como son los energéticos, no pueden estar dolarizados. Todo el esquema de valor debe pesificarse en función de un estudio profundo de costos internos de toda la cadena. En ese sentido, la existencia de esquemas permanentes de oferta a la producción destinados a oligopolios que disfrutan de prebendas permanentes ante un Estado socio y cómplice del saqueo, implica que la Argentina es uno de los pocos países en el mundo donde el riesgo empresario en la prospección y explotación de hidrocarburos, es asumido por toda la población mediante el pago de tarifas altísimas, injustas e ilegítimas, con precios dolarizados que aseguran rentabilidades crecientes a las empresas. Justamente, el caso del gas natural es paradigmático en este sentido. De hecho, durante las primeras audiencias públicas desde 2016, varios participantes ventilaban las cifras de costos de explotación de YPF presentadas a fines de 2015 en la SEC de Nueva York. Allí se afirmaba que ese costo se ubicaba en 1,9 dólares por millón de btu⁴⁸ y, en el contexto del desmadre cambiario, el ex Secretario de Energía Iguacel afirmaba que los costos de explotación de las nuevas producciones no convencionales eran eficientes con valores inferiores a los 4 dólares por millón de btu, cuando durante las mismas audiencias las empresas- con YPF a la cabeza- hablaban de los precios de paridad de importación, en línea con la fallida política de Aranguren, que estableció un ficticio costo de oportunidad, en un país que tiene el 75% de su oferta de gas natural abastecida por su mercado interno y que importa un promedio del 25% de las necesidades gasíferas en los meses de otoño e invierno, con lo cual resulta inadmisibles que los usuarios residenciales, comerciales e industriales paguen en sus consumos variables valores en m³ que remiten más bien a esos precios de importación que son la contracara del esquema del tarifazo. Este costado del problema, no aparece generalmente en el centro del debate de los tarifazos, como debiera ocurrir.
- Se debe encarar la revisión integral del esquema de concesiones imperantes en el sector hidrocarburífero, como así también las mismas concesiones en los tres segmentos del sector

⁴⁸ <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

gasífero y eléctrico. Auditorías integrales y recuperación de perspectiva productiva de yacimientos convencionales de gas y petróleo abandonados por la “fiebre del no convencional” de Vaca Muerta. En función de la ley vigente en materia de hidrocarburos, la misma letra permite la reversión de las concesiones. En lo que respecta a los servicios públicos, en los contratos se pautan cláusulas de rescisión, pero el escenario se complejiza ya que la distribución eléctrica es de jurisdicción provincial, y las empresas EDESUR y EDENOR- que hasta fines de 2018 eran de jurisdicción nacional-, serán traspasadas a la provincia de Buenos Aires y a la Ciudad de Buenos Aires, con traslado de sostenimiento de tarifas sociales. En este complejo esquema, la posibilidad o no de reversión de concesiones, implica dar cuenta de realidades muy diversas, lo cual obliga a reflexionar sobre la necesidad imperiosa de reconstruir una política eléctrica y gasífera nacional, en cuyo marco se consensuen nuevos marcos regulatorios que reemplacen integralmente los esquemas vigentes y que funcionen bajo un paradigma de organización productiva en la que el Estado, los trabajadores del sector energético y los usuarios actúen como un trípode fundamental en la organización de un nuevo esquema empresarial y unificado. Una advertencia fundamental: desarmar esta estructura desreguladora, implica un conjunto de dificultades y peligros vinculados a la normativa vigente, lo que incluye que Argentina pueda ser llevada a instancias jurídicas internacionales por rescisiones unilaterales de contratos.

- Esto último lleva a otro aspecto fundamental, planteado a modo de pregunta: ¿puede desandarse este complejo camino sin tomar decisiones políticas determinantes en lo que respecta al andamiaje de tratados bilaterales de inversión que atan a la Argentina con los países con los que los ha firmado, a estructuras jurídicas extra jurisdiccionales, lo cual implica cesión de soberanía jurídica, como parte del escenario de “seguridad jurídica y previsibilidad” instalado en la letra de estas leyes? No es un tema menor.
- Por último, la cuestión de regímenes de propiedad que deberían estudiarse en la reorganización del sistema energético, es un tema ineludible. Debemos conducirnos hacia esquemas de empresas estatales, públicas, con estructuras de gestión y control en manos de trabajadores y usuarios, que puedan definir dos grandes áreas de administración estratégica: por un lado, los patrones de operación y mantenimiento de los servicios y, por el otro, los criterios rectores para la definición de inversiones estratégicas en infraestructura.