

NOTAS SOBRE LA PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA NACIONAL EN LA ACTUAL COYUNTURA

A partir de todo lo considerado en los documentos que hemos presentado en relación al primer año de la administración Cambiemos en materia energética, el comienzo de 2017 no podía ser más auspicioso para sus objetivos y, también, para buena parte del concentrado conglomerado empresarial de los hidrocarburos.

En efecto, en los primeros días de enero de 2017, el gobierno nacional expuso los principales aspectos de la nueva política hidrocarburífera, centrada, por un lado, en el objetivo de la convergencia gradual de los precios internos con los internacionales y, por el otro, en la modificación parcial de las condiciones de trabajo en el eslabón upstream de la industria de los hidrocarburos no convencionales, a través de adendas en los convenios colectivos de los trabajadores del sindicato del Gas y Petróleo Privado de Neuquén, Río Negro y La Pampa, que es el más importante del país.

La referencia al acuerdo alcanzado luego de varios meses de negociaciones, pone el foco en la explotación a gran escala de la formación Vaca Muerta que -en sus 30.000 km² de extensión- alberga los recursos más importantes del país en petróleo y gas no convencional y, a la sazón, es uno de los reservorios más importantes del mundo en estos recursos.

En concreto, los principales cambios incorporados al convenio vigente, pueden resumirse en los siguientes puntos:

- 1) eliminación de las “horas taxi” por las cuales la jornada laboral se consideraba iniciada cuando el trabajador salía de su domicilio.
- 2) reducción de la cantidad mínima de operarios por pozo.
- 3) jornada laboral de 8 horas para operación y mantenimiento de pozos, de lunes a viernes, en reemplazo de la actual, que incluye fines de semana y feriados con salario por lo menos duplicado, y eliminación horas extra.
- 4) incorporación de tareas nocturnas a la jornada regular.
- 5) la operación a nivel de superficie continua normalmente sea cual fuere la velocidad del viento y en altura se suspenderá al superarse una velocidad de 60 kilómetros por hora, por encima del límite de 30 km que rige en la actualidad.

Es importante tener en cuenta que este tipo de esquemas de organización de la actividad laboral en los yacimientos hidrocarburíferos no convencionales, responden al ya declarado objetivo de reducir los costos promedio de perforación y explotación posterior de los pozos en los distintos proyectos que ya están en marcha y en aquellos otros que podrían encararse. Si se observa el derrotero de YPF desde mediados de 2013- luego del acuerdo con Chevron-, resulta más que evidente que uno de los aspectos fundamentales del proyecto piloto encarada en la explotación de Loma Campana, en Vaca Muerta, remitía a la necesidad de bajar sostenidamente los costos de explotación de los pozos no

convencionales, lo cual incluye tanto las dimensiones productivas, tecnológicas, comerciales, logísticas y laborales.

Sin embargo, acuerdos de este tipo, se vinculan más bien con la imperiosa necesidad estratégica del Gobierno nacional de mostrar, inequívocamente, un sendero de productividad creciente en el upstream de los no convencionales, que va de la mano de la consolidación de una política hidrocarburífera caracterizada por la apertura, desregulación, convergencia de precios locales con los internacionales, paulatina baja de los fondos destinados a todo tipo de subsidios y aumento de la oferta de hidrocarburos en los próximos años para convertir a nuestro país en un renaciente polo exportador de energía, todo lo cual necesitará de ingentes recursos financieros en las próximas dos décadas.

En este escenario, entonces, el impacto real que podría tener este “proceso de readecuación de costos laborales” de la mano de la agenda firmada por el sindicato conducido por el Senador Guillermo Pereyra, resultaría más bien cosmético y, básicamente, se piensa en la reedición del modelo norteamericano de explotación a gran escala de los yacimientos no convencionales, cuya organización productiva está fuertemente vinculada al logro de agresivas reducciones de costos, aumento de productividad por pozo y altísima movilidad y rotación de la mano de obra en todos los sectores.

En tal sentido, el impacto real en términos de costos podría oscilar entre un 15% y un 20% por cada pozo, según lo que manifiestan las empresas del sector, situación que sería mucho más que compensada por la carga de otro tipo de costos, asociados a los componentes tecnológicos y logísticos que son fundamentales en la explotación de los no convencionales bajo la modalidad productiva del fracking con perforaciones de tipo vertical y horizontal en plays muchas veces reducidos. En efecto, Diego Mansilla, economista especializado en temas hidrocarburíferos, afirma que “...el costo laboral es bajo en la exploración de riesgo, como en Vaca Muerta. Los cambios anunciados no mueven la aguja de las empresas para decidir una inversión de miles de millones de dólares. Tiene mucho más impacto en los costos la inversión en las máquinas perforadoras, insumos como los tubos, la tecnología 3D y servicios”¹. Asimismo, el proceso de relativa apreciación cambiaría que el sector espera para este año, dada por una inflación por encima del movimiento del dólar, podría licuar en dólares la reducción de costos que podría lograrse con estos cambios.

Por otra parte, al comienzo del documento, se afirmó que la senda hacia la consolidación de un esquema abierto y desregulado en el sector hidrocarburífero, suponía la puesta en marcha de una serie de medidas que van en la dirección buscada, además de los cambios en la estructura de organización del trabajo en los yacimientos.

Una de esas medidas, refiere al establecimiento de un sendero de precios del gas y del petróleo que, desde la cosmovisión del Gobierno de Cambiemos, permitirá dar un horizonte predecible en materia de inversiones en el eslabón upstream de los no convencionales y, por extensión, en todo el sistema energético nacional. Lo que está detrás de este esquema de precios, es la tan anunciada convergencia de precios locales con los internacionales, que fue otro de los puntos nodales de los anuncios de comienzos de 2017.

¹ <https://www.pagina12.com.ar/13551-flexibilizacion-a-cambio-de-promesas>

En efecto, como ya es de público conocimiento, la Argentina sostuvo un precio diferencial del barril de crudo en el mercado interno en el bienio 2015-2016, como consecuencia de la baja sostenida de precios que comenzó a mediados de 2014 y que podría haber generado fuertes impactos en materia de ingresos esperados y en la actividad laboral del sector en los yacimientos. La fórmula creada por Kicillof, en esa particular coyuntura, se sostuvo en una combinación de incrementos en los incentivos a la extracción de crudo y gas natural destinados a las empresas operadoras, una baja muy significativa de las retenciones- que, dado el contexto de precios a la baja, quedaron en un más que simbólico 1% por cada barril exportado- y el establecimiento de un precio diferencial para el barril liviano- el Medanita- y el más pesado, conocido como Escalante. Ello implicó que, entre 2015 y 2016, ambas referencias de precios fluctuaran en niveles que han estado entre un 80% y un 30% arriba de las referencias internacionales.

De esta manera, se habilitó un creciente proceso de transferencia de nuestra propia comunidad al selecto grupo de empresas hidrocarbúridferas, de modo tal que la estrategia de incentivos vía subsidios transferidos a estos sectores concentrados, se transformó en una de las principales herramientas de la política hidrocarbúridfera. La llegada del Gobierno Macri, avaló la continuidad de ese esquema durante 2016, pero puso inmediatamente en marcha un proceso de lenta convergencia de los precios locales a los internacionales, decisión que se verá claramente consolidada hacia mediados de 2017, que es el momento en el que se prevé que las referencias locales de precios converjan con las internacionales. Es importante aclarar que, desde fines de 2016, la referencia de precio del barril Medanita en el mercado interno se ubicó en los u\$s 60 promedio, mientras que el Escalante, estaba en los u\$s 48, es decir, que ya se habían instrumentado bajas durante 2016 en relación a los precios vigentes en 2015, que eran de u\$s 67 para el Medanita y de u\$s54 para el Escalante. Ese ajuste a la baja- apenas superior al 10%- fue de la mano de la caída en la actividad económica en los yacimientos en 2016- que orilló entre el 25% y el 30%²- y de la ralentización de los ajustes de los precios de los combustibles líquidos, que en 2016 acumularon un 31% de aumento, concentrados en el primer semestre del año.

Dicho esto, es importante poner sobre la mesa el monto aproximado de transferencias que toda la comunidad ha soportado a expensas de la mayor rentabilidad del conglomerado empresario de los hidrocarburos. Sólo por la política de precios diferenciales del “barril criollo”, se estima que, entre mediados de 2014 y fines de 2016, esas transferencias orillaron los u\$s 5.000³, cuya parte del león- algo más de u\$s 3.000-, correspondieron a 2015, que fue el período en el que se registraron las mayores diferencias entre los precios internos e internacionales.

Asimismo, el otro gran programa que sirvió de gran aspiradora de fondos para el sector hidrocarbúridfero, fue el denominado Plan Gas, vigentes desde 2013 bajo dos modalidades, una destinada a los grandes volúmenes de extracción y otra para los más modestos. Ya hemos afirmado que la administración Cambiemos ha bendecido la continuidad de un esquema de incentivos, que se extenderá hasta el 2020, más allá del término del gobierno de Macri, aunque no se trataría, lisa y llanamente, de la mera prolongación del Plan Gas- cuyo vencimiento está previsto para el 31 de diciembre de 2017-, sino del otorgamiento de “...un incentivo de precio para todas las concesiones

² <http://www.minem.gob.ar>

³ Montos calculados en base a las estimaciones de las cotizaciones internacionales y los precios locales del barril en el período analizado.

que pasen de la etapa piloto a la etapa de desarrollo”, según propias palabras del Ministro de Energía Juan José Aranguren.⁴

Si tomamos en cuenta lo erogado por el Estado nacional entre 2013 y 2016 en concepto de transferencias por reconocimiento de un mejor precio del gas por millón de btu, (entre los u\$s 5 y los u\$s 7,5) nos acercamos a la asombrosa cifra de u\$s 5.000 millones⁵. Ligado a estas políticas, el Gobierno nacional definió en 2016 un camino decreciente en el monto de subsidios destinados a los consumos residenciales, comerciales e industriales de gas natural, lo cual se ha confirmado a través de un sendero de precios al alza en dólares, que implica que, hacia 2019, el valor de referencia que pagará todo usuario de gas natural en la Argentina, se acercará a los u\$s 7 por millón de btu, lo cual está en consonancia con el mantenimiento de los incentivos y los mayores precios en dólares.

Huelga decir que todo el esquema de tarifas modificadas durante 2016 a través de audiencias públicas en gas y electricidad que se materializan en 2017, implicará ajustes realmente sustanciales, si se toma como referencia las tarifas pagadas a enero de 2016, antes de las modificaciones tarifarias. En efecto, en el caso del gas natural, las tarifas finalmente vigentes en octubre de 2016 luego de la audiencia pública ordenada por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, implicaron aumentos promedio de más del 200%, mientras que en abril de 2017, comienza a regir el esquema semestral de ajustes en función del cronograma antes indicado. En ese caso, podrían sumarse aumentos que van entre el 30% y el 100%, según los usuarios y niveles de consumo y posibilidades de ahorro. Pero lo que generalmente queda fuera del foco informativo y analítico, es que en el cronograma propuesto, se produjo un verdadero ajustazo del gas en boca de pozo para los usuarios residenciales, que fue del orden del 200% en dólares. Ese es el verdadero ajuste que está detrás de todo el esquema productivo del gas en la Argentina, que será financiado por la enorme masa de usuarios residenciales, comerciales e industriales, bajo las equívocas ilusiones que sólo de esa manera se asegurarán incrementos en la oferta de gas natural que, en cinco o diez años, nos permitirían volver a exportar. Nuevamente, como en otras tantas ocasiones de la historia reciente de la Argentina en materia de política hidrocarburífera, las preguntas que debemos hacernos son: ¿cómo controla el Estado nacional y los provinciales el “creciente, genuino y virtuoso” proceso inversor?, ¿cuáles son los proyectos fundamentales y los compromisos reales de inversión?, ¿qué actores son los que llevan la delantera en semejante proceso?

Si, como ha dejado traslucir el Ministro Aranguren en el momento del anuncio de las adendas al convenio colectivo de trabajo de los petroleros neuquinos, los incentivos de precios se destinarán a los proyectos que ya hayan pasado la fase piloto, ¿cómo se garantizará, desde el Estado, la efectiva cualificación técnico productiva de los proyectos y el adecuado control de los mismos a los efectos de proveer al crecimiento constante de la oferta nacional de fluido? Estas preguntas son aún más acuciantes a la luz de la decisión política del gobierno nacional de rehabilitar paulatinamente condiciones de funcionamiento libre y desregulado del mercado de gas en Argentina, lo cual supone la posibilidad de comenzar a exportar aún mínimos excedentes en los momentos del año en que hay más oferta nacional como consecuencia de la baja acentuada de la demanda, por las condiciones propias de la estacionalidad del mercado del gas.

⁴ <http://www.cronista.com/columnistas/Exportaciones-de-gas-sin-prisa-pero-sin-pausa-20170123-0007.html>

⁵ Estas sumas se obtienen a partir de los montos devengados en los presupuestos 2013, 2014, 2015 y 2016 en concepto del Plan Gas de Estímulo a la Inyección Excedente.

En efecto, ello fue decidido a través de una resolución que autoriza la exportación de gas bajo el compromiso de re-importación⁶, lo cual, si bien no implica rehabilitar las condiciones de funcionamiento de un mercado exportador por el mero hecho que somos un país que importa el 25% de sus necesidades de gas natural, sí adelanta una significativa señal a los actores internos y externos del mercado gasífero en función del objetivo de incrementar la disponibilidad y el suministro de gas de manera constante en los próximos años. Aquí hay que hacer una salvedad importante: la Argentina tiene severas restricciones en materia de transporte de gas natural y carece, a su vez, de estructuras de almacenamiento subterráneo del fluido, aspectos que le permitirían adoptar un manejo más eficiente, predecible y, por ende, de mayor margen de maniobra autónomo a la hora de la formulación e implementación de las políticas de abastecimiento y suministro, lo cual constituye otro condicionante estructural relevante.⁷

En tal sentido, si la política de economías de escala en relación al gas natural comenzara a recorrer un camino exitoso en los próximos años, no caben dudas que la administración Cambiemos va en dirección a reposicionarnos como un renovado polo exportador de gas natural a toda la región, particularmente a Chile, a través de los gasoductos ya existentes. Por cierto, estas afirmaciones merecerían un debate mucho más amplio y profundo, en el que se privilegien las propuestas de integración gasífera suramericanas, en cuyo entramado, la Argentina tiene en el hermano país de Bolivia, al socio fundamental a partir del acuerdo de suministro de gas natural firmado en 2006 y que tiene vigencia hasta el 2026. Cómo hacer más virtuoso, eficiente y mutuamente beneficioso el complejo engranaje de vinculaciones físicas entre Argentina, Chile y Bolivia en materia de integración gasífera, es y será uno de los ejes fundamentales de la planificación energética hacia el futuro.

Así que, recapitulando, tan solo entre 2013 y 2016, por ambos esquemas de incentivos- encubierto en un caso, sincerado en el otro-, 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, leído durante el proceso final del kirchnerismo como soberanía energética 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.

No deja de ser llamativo, en este orden de argumentaciones, que ambas administraciones hayan echado mano a políticas de incentivos y transferencias que se han caracterizado por la falta absoluta de controles desde el Estado nacional y los Estados provinciales productores de hidrocarburos y por la ausencia de un criterio rector y estratégico sobre qué tipo de subsidios, a qué tipo de empresas y en qué contextos productivos deberían legitimarse en orden al objetivo supremo de aumentar la oferta disponible de hidrocarburos en el mediano y largo plazo.

A su vez, este creciente festival de subsidios y transferencias, que se ha convertido en el motor de la política hidrocarburífera nacional, generando un escenario de ganar-ganar para las empresas operadoras, ha sido la piedra de toque del funcionamiento del sistema en la última década, a tal

⁶ <https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/157764/20170116>

⁷ <http://www.cronista.com/columnistas/Exportaciones-de-gas-sin-prisa-pero-sin-pausa-20170123-0007.html>

punto que, si se suman las transferencias por los programas creados y por los mecanismos encubiertos descritos, entre 2008 y 2016 las transferencias de toda la comunidad al sector hidrocarburífero, han orillado los u\$s 21.000 millones.⁸ Estas estimaciones han sido expuestas en un interesante informe preparado por el “Colectivo Ejes- Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental”, en el que se aborda uno de los ejes centrales de la política hidrocarburífera en los últimos años, que se ha caracterizado por las transferencias constantes desde el Estado y los consumidores al conglomerado de empresas operadoras. Allí se destaca, entre otros datos contundentes, que en el período indicado (2008-2016), el Estado nacional transfirió u\$s 14.000 millones por diversas vías y por distintos programas al conjunto de empresas operadoras, mientras que u\$s 7.000 millones habrían sido transferidos por el conjunto de los consumidores.⁹ Asimismo, dentro del selecto club de las firmas beneficiadas, YPF y Pan American Energy captaron el 72% del total de esas transferencias, mientras que el restante 28% se distribuyó entre Sinopec, Pluspetrol, Total y Petrobras, entre las fundamentales.¹⁰

Finalmente, las medidas anunciadas por el Gobierno nacional involucraron el fin de las retenciones luego de quince años de vigencia después de la crisis de 2001 y el anuncio de un primer aumento de los combustibles líquidos- que se concretó el 12 de enero de 2017- del orden del 8% promedio.

En relación a las retenciones, desde fines de 2014, en el contexto de la baja de los precios internacionales, se habían convertido en una herramienta más bien simbólico, ya que Kicillof las había bajado al 1% por barril de crudo exportado. En efecto, la eliminación del cobro de estos derechos, implica una pérdida de algo más de u\$s 5 millones, que es lo que representaron aproximadamente en 2016. Por ende, hace rato que dejaron de ser un instrumento de captación de la renta más o menos relevante- tal como lo fue entre el 2002 y el 2013-, de modo tal que el anuncio está más vinculado a la recreación de una “atmósfera del negocios” crecientemente favorable a las inversiones en el nuevo El Dorado de la Argentina: Vaca Muerta y los recursos no convencionales.

Por su parte, el aumento de los combustibles líquidos del orden del 8%, estaría sujeto también a un esquema de ajuste escalonado durante el año, a tal punto que la información inicial del gobierno nacional refiere que, durante 2017, se convalidarían un total de cuatro ajustes en los precios de los combustibles. Téngase en cuenta, en este sentido, que desde la estatización parcial de YPF S.A., en mayo de 2012, los combustibles han aumentado entre un 240% y un 250% según las distintas variedades disponibles¹¹, con el agravante que a fines de 2015, luego de la asunción del gobierno de Cambiemos, se produjo una devaluación que, durante el año 2016, ha impactado en más de un 50%.

En definitiva, como bien destaca Claudio Scaletta en un artículo reciente, “el discurso de la Alianza PRO recupera el relato noventista según el cual el regreso de la desregulación permitirá el aumento de la inversión, de la producción y del autoabastecimiento. La experiencia histórica de la aplicación de estas políticas durante los 90 y su continuidad relativa en los primeros 2000 no verifican la hipótesis. Siempre juzgando sobre los resultados, el camino para lograr estos objetivos es

⁸ 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.

⁹ Ejes- Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental; op. Cit.

¹⁰ Ejes- Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental; op. Cit.

¹¹ Ver Lahoud, Gustavo, “Gobierno Macri. Esbozo de las primeras medidas en el sector hidrocarburífero”, IPYPP, Buenos Aires, 2016.

exactamente el contrario: **más planificación y control estatal**. De todas maneras, tanto para 2017 como para lo que queda de la década, los analistas internacionales del sector prevén un sendero de precios crecientes. Hasta 65 dólares el barril de crudo este año y hasta los 75 en 2019, valores que vuelven rentables las explotaciones no convencionales y, en consecuencia, permiten prever la llegada de inversiones sobre la base de este sólo dato. Pero el punto central, siempre que se trata de inversión extranjera, es que su sola llegada no garantiza la retroalimentación expansiva del proceso inversor y el desarrollo. Tampoco su aprovechamiento por el conjunto de la sociedad. Al igual que los '90 podría generarse un proceso puramente extractivo de recursos naturales no renovables.”¹²

Ahora, el rescate del proceso inversor de manos de un Estado irresponsable, ineficiente y mal asignador de recursos, que es lo que opera detrás de la lógica de las medidas aperturistas tomadas por el Gobierno en el sector hidrocarburífero, supone la consumación de un escenario crecientemente favorable para la Argentina en materia crediticia, de inversiones y de endeudamiento y, por otro lado, implica un peligroso avance de carácter extractivista productivista que la Argentina no ha transitado en sus 70 años de historia hidrocarburífera, por lo menos, con la intensidad que supondría la explotación a gran escala de los recursos no renovables en Vaca Muerta y en otros posibles yacimientos.

Ello nos pone ante un necesario e irrevocable ejercicio analítico que se comprende bien en términos sistémicos, ya que si bien la disponibilidad y el suministro son criterios centrales de cualquier política energética sólida, no es menos evidente que el acceso a la energía en condiciones de igualdad asegurado a toda la comunidad, el adecuado control público y la regulación de los actores que intervienen en el proceso productivo, como la dimensión de sostenibilidad ambiental, son atributos centrales de toda política energética que se precie de equilibrada, armónica y eficiente.

Allí nos topamos nuevamente con las mismas piedras que parecen haber surcado nuestros intentos de crecer y desarrollarnos de la mano de diversos modelos energéticos dominantes en nuestra historia reciente. Aunque, en esta particular coyuntura histórica, tenemos por delante nuevos condimentos, circunstancias y desafíos que no necesariamente son encarados sólo por actores y sectores críticos de las tradicionales políticas extractivas en el campo de la energía. Nos referimos, concretamente, a la incorporación de la agenda de las energías renovables por parte de esta administración durante 2016, que ya ha dejado un resultado a través de licitaciones que han derivado en 59 proyectos elegidos para instalar energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás y pequeños emprendimientos hidroeléctricos, por más de u\$s 4.000 millones proyectados en los próximos años.

En este sentido, es importante corroborar que, a comienzos de 2017, el Gobierno nacional procedió a la firma de los primeros 23 proyectos de los 59 licitados en la ronda y media encarada entre septiembre y noviembre de 2016. En efecto, del total de 2.423,5 megavatios otorgados, estos contratos firmados implican la puesta en marcha de 1.133 megavatios- aproximadamente un 50% del total licitado-, que deberán instrumentarse en los próximos dos años. Asimismo, debe tenerse en cuenta que, en caso de llegar a buen puerto con los mencionados contratos- es decir, si estos

¹² <https://www.pagina12.com.ar/14171-posverdad-petrolera>

megavatios adicionales pasan a formar parte de la oferta de potencia realmente disponible en el sistema-, se podría llegar a fines de 2018 a un 4,5%/ 5% promedio de producción de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, mientras que si todos los proyectos licitados se pusieran en marcha en los próximos años, podría llegarse a 2019/2020 a un 9% promedio de la matriz de generación eléctrica provista por fuentes renovables.¹³

Claro, el gran interrogante, a la luz de nuestra propia historia, es si puede pensarse en un esquema de extracción y producción de energía sostenible en el tiempo de la mano de la mayor preponderancia del gas natural no convencional en los próximos años, que sea compatible con el paulatino desarrollo de un sector nacional de producción de energía renovable bajo los criterios de complementariedad de fuentes, gradualismo y diversificación tecnológica, productiva y territorial.

La elaboración de una propuesta de salida a este dilema es aún más acuciante si se tiene en cuenta que la flamante Administración Trump, que asumió el 20 de enero pasado, ha reorientado dramáticamente la estrategia de planificación y formulación de políticas energéticas¹⁴, cuyo punto neurálgico pasará por la consolidación del esquema productivista basado en los hidrocarburos no convencionales y en las nuevas metodologías más eficientes y menos contaminantes de extracción de carbón para su uso en producción de energía eléctrica. En ese sentido, uno de los grandes interrogantes hacia el mediano y largo plazo, es el destino de las políticas de diversificación de la matriz energética promovidas por la saliente Administración Obama, cuyo eje nodal estaba orientado por la mitigación y adaptación ante el fenómeno del cambio climático.

Estimamos que este tipo de interrogantes, marcan los senderos que deberemos transitar más temprano que tarde, porque el tiempo de debate sobre qué energía queremos, para qué tipo de modelo productivo y con qué políticas de acceso, control y disponibilidad, resultan ya impostergables.

Buenos Aires, 31 de enero de 2017

Gustavo Omar Lahoud

Licenciado en Relaciones Internacionales (Universidad del Salvador)

Magister en Defensa Nacional (Escuela de Defensa Nacional)

Responsable Área Energía Fundación Más Derechos por Más Dignidad (D+D)

Integrante Instituto de Participación y Políticas Públicas (IPYPP IDEP)

Analista en energía, geopolítica y política exterior

¹³ <http://www.cronista.com/economiapolitica/Energias-renovables-el-Gobierno-firmo-16-nuevos-contratos-por-818-megavatios-20170123-0093.html>

¹⁴ <https://www.whitehouse.gov/america-first-energy>