

Agenda energética 2018

Políticas de Estado para el crecimiento en el sector energético

Comisión Directiva

Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”

—5 de octubre de 2018—

Prefacio

El presente documento fue elaborado por un grupo de profesionales convocado por la Comisión Directiva del Instituto Argentina de la Energía con el objeto de realizar un planteo actualizado de la situación del sector energético, en cada uno de los temas considerados relevantes, y establecer la posición doctrinaria de la institución para fijar políticas de Estado que permitan generar un consenso capaz de compartir con las autoridades, con la comunidad energética y con la sociedad en general y de esa forma contribuir con bases sólidas al crecimiento de nuestro país y al bienestar de nuestra gente.

El documento fue aprobado por la Comisión Directiva en su reunión del mes de septiembre de este año.

Contenidos

Prefacio	1
Contenidos	2
Estado de cumplimiento de la carta compromiso firmada por los principales candidatos a la presidencia de la República en 2014	3
Las tarifas energéticas reguladas por el Estado no son el problema. El problema es el precio del gas natural y la forma en que este se determina	13
El desarrollo de Vaca Muerta pasa por el petróleo	22
Planificación energética.....	26
Plan nuclear argentino.....	31
La venta de acciones de Transener analizada en el marco del decreto 882/2017.....	41
Propuesta para el desarrollo de la hidroelectricidad en la Argentina	44
La exploración de hidrocarburos en cuencas convencionales: fuerte déficit de las políticas energéticas de los últimos lustros hasta el presente	49
Sobre la posible transferencia de las empresas Edenor y Edesur a la jurisdicción de la Ciudad de Buenos Aires y de la Provincia de Buenos Aires.....	53
Para mejorar la gobernabilidad de las energías renovables no convencionales (ERNC)	57
Agradecimientos	61

Estado de cumplimiento de la carta compromiso firmada por los principales candidatos a la presidencia de la República en 2014

1. Introducción

Entre los meses de marzo y agosto de 2014 los principales precandidatos a la Presidencia de la Nación para las elecciones del año 2015 firmaron la Declaración de compromiso sobre política energética que fue elaborada por el grupo de ex secretarios de energía, y firmada por Mauricio Macri, Ernesto Sanz, Sergio Massa, Margarita Stolbizer, Hermes Binner, Julio Cobos, en ese momento todos precandidatos a la Presidencia de la Nación. Además de ellos, la Declaración fue firmada por la UCR, el GEN, por el Partido Socialista y por varios líderes parlamentarios de dichos partidos.

La declaración de compromiso es, en esencia, un documento programático que los firmantes se comprometieron a utilizar como marco de referencia para la elaboración de los Programas de Gobierno en caso de ganar las elecciones de 2015. Al respecto el párrafo introductorio dice textualmente:

“los abajo firmantes nos comprometemos a observar como marco de referencia para la elaboración de programas de gobierno en el área energética los siguientes puntos”.

Se trata de un documento sintético que consta de 14 puntos publicado en el Libro *Consensos Energéticos 2015*¹.

Ya promediando 2018, este documento analiza el estado del cumplimiento de estos compromisos programáticos generales acordados en 2014.

2. El análisis del estado de cumplimiento de los 14 puntos acordados

2.1 Política de Estado

“La política energética se concibe como una política de Estado, se asume como estratégica, y debe ser accesible al conocimiento de cualquier ciudadano que tendrá derecho a informarse sobre la operación, los objetivos, los planes”

¹ Autor: Grupo de Ex Secretarios de Energía. Editorial del IAE Mosconi, 2015.

Una lectura simple de este enunciado permitiría afirmar **que todavía Argentina está, en 2018, lejos de la aplicación del concepto “política de Estado” en el área energética.** Lo ocurrido en el mes de mayo con la ley de tarifas - aprobada en el Congreso de la Nación y vetada por el Presidente en ejercicio de sus facultades constitucionales- demuestra que Argentina está lejos aún del ideal que significa la Política de Estado: diálogo nulo inter fuerzas en el Parlamento; diálogo insuficiente dentro del espacio de Cambiemos, y finalmente insuficiente información al ciudadano que “tiene derecho a informarse” pero, todavía, imposibilidades reales de ejercer ese derecho.

2.2 Plan estratégico orientativo

“Se establecerá un “Plan Estratégico Orientativo” de largo plazo, el que será refrendado por el Congreso Nacional. Entre sus preceptos deberá considerar criterios de eficiencia, diversificación, integración regional y desarrollo ambientalmente sustentable, y preverá la revisión periódica de los objetivos y metas establecidos”

A mediados de 2018 el Objetivo de contar con un Plan Estratégico Orientativo no ha sido cumplido y estamos más lejos aún de poder contar con un refrendo del Congreso Nacional.

Este objetivo podría cumplirse si se revierte el atraso en lo que resta del periodo de Gobierno; si se sometieran a discusión pública los resultados preliminares; si se estableciera un cronograma y si se cumpliera con el prerequisite de informar a la oposición para asegurarse el refrendo del Congreso.

2.3 Diversificación de las fuentes primarias de energía

“Se promoverá la reducción de la dependencia de recursos fósiles, alentando la diversificación de fuentes primarias de energía. Se alentará el desarrollo de programas específicos para la hidroelectricidad y la generación eólica. Para esa diversificación se promoverán inversiones privadas y asociaciones público-privadas para licitar obras donde la base de adjudicación sea la provisión de energía eléctrica al menor costo. Los fondos públicos disponibles se afectarán a energías que diversifiquen la oferta primaria o eléctrica y no sean susceptibles a esquemas de asociación público-privada”

En este caso se puede verificar un avance significativo en el inicio de los aprovechamientos hidroeléctricos sobre el río Santa Cruz y en proyectos de generación eólica y solar.

La realización de los estudios ambientales y la redefinición del esquema legal para las centrales hidroeléctricas del río Santa Cruz permitieron el inicio de la construcción de estas.

En el mismo orden de ideas la Reglamentación de la Ley 27191 y las Licitaciones del Plan Renovar permitieron avanzar en la adjudicación y contratación de numerosos proyectos de generación de Energía Eólica; Solar y otras fuentes renovables no convencionales promovidas por el régimen de la ley mencionada, obteniendo ofertas de precios de generación con fuertes reducciones frente a las experiencias precedentes, en un todo de acuerdo con la experiencia internacional.

Es importante mencionar que especialmente en el caso de la Energías Renovables es protagónico el papel desempeñado por la inversión privada.

Se debe tener presente que aún no se conoce un plan específico para la hidroelectricidad como claramente postula el texto de la “Declaración de Compromiso”. Contribuyen a este aspecto negativo dos circunstancias: la primera de ellas es que al no existir todavía el plan energético estratégico, a lo cual nos hemos referido en el punto 2.2, mal podría existir un plan específico para la hidroelectricidad.

Sin embargo, no sería esa la causa del incumplimiento de tan importante compromiso ya que la elaboración de un Plan Específico para la Hidroelectricidad requiere la realización de Estudios y Proyectos Hidroeléctricos muy complejos² que nos consta que no se están realizando en Argentina.

2.4 Objetivos para la construcción de centrales nucleares.

“Por ley especial del Congreso se determinarán los Objetivos del Plan de Construcción de Centrales Nucleares en base a necesidades energéticas proyectadas, y a criterios técnicos, económicos y ambientales. Se promoverá el desarrollo de generación nucleoelectrica a través de un programa que contemple la actividad de la industria atómica con las máximas condiciones de seguridad a nivel mundial y las factibilidades económica y financiera”

Este objetivo está claramente incumplido: no hay “ley especial del Congreso” sancionada; ni proyecto del Ejecutivo; ni proyecto alguno en elaboración y/o discusión; no se conocen las Factibilidades económicas ni financieras de las centrales futuras, no se conoce ningún régimen de promoción de la actividad nuclear; no se conocen los costos totales de generación de las nuevas centrales nucleares.

² Estos estudios son hidrológicos; geológicos, edafológicos; ambientales, económicos y financieros; y son el sustrato de los Anteproyectos y Proyectos Hidroeléctricos. Estos estudios y proyectos en el pasado fueron desarrollados por las empresas Agua y Energía e Hidronor y otras instituciones.

2.5 Biocombustibles

“Se promoverán programas destinados al desarrollo de los biocombustibles (biodiesel, bioetanol) para contribuir a substituir importaciones de derivados petroleros y a la diversificación de la matriz energética”

Si bien se ha avanzado en lo referente al porcentaje de mezclas en las naftas incrementando del 10% al 12 % la participación del etanol, lo cual es un hecho muy positivo, todavía Argentina está lejos de la implementación de un plan general de biocombustibles que cumpla con lo acordado en la declaración de compromiso.

Todavía Argentina está lejos de un cambio radical en los modos de consumir biocombustibles para alcanzar los objetivos planteados, de substituir la importación de derivados del petróleo en forma significativa, y diversificar la matriz energética con la finalidad de disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

Es de hacer notar que el potencial de expansión del porcentaje de mezclas de etanol/nafta es todavía amplio, pero para ello habría que hacer estudios económicos y ambientales profundos por el lado de la oferta (industria azucarera y maicera), y transformaciones importantes por el lado de la demanda (vg. implementación del motor flex en el parque automotor); temas que aún no se están implementando ni debatiendo.

2.6 Eficiencia energética

“Se promoverán criterios de eficiencia energética para reducir la tasa de intensidad energética de la Argentina de sus actuales niveles, superiores a la unidad (unidades de energía por unidad de producto), a la tasa promedio mundial actual de 0,7 en el curso de la próxima gestión de gobierno”.

En este punto debe destacarse el compromiso personal del propio presidente de la República con el objetivo de alcanzar una mayor eficiencia energética, que se traduce en sus discursos a la comunidad apelando a un mejor y más racional consumo en el hogar³.

Sin embargo, debe destacarse que el objetivo planteado en la declaración de compromiso para la eficiencia es importante en términos cuantitativos: se trata de aumentar la eficiencia en una cifra importante en relativo poco tiempo, ya que la Declaración establece un Objetivo concreto de intensidad energética a alcanzar en 2019. En este sentido no se conocen las metas parciales que nos indiquen si ese compromiso será cumplido o no al final del mandato.

Tampoco ayuda la eliminación de la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética, que tenía como misión contribuir al cumplimiento de este compromiso.

³ Discursos varios del Presidente Macri, abril y mayo 2018.

2.7 Roles de la Nación y las provincias

“Se adecuarán y precisarán, conforme a los preceptos constitucionales, los roles de la Nación y las provincias en cuanto a regulaciones y competencias. Se normalizarán los Entes Reguladores, transformándolos en organismos altamente profesionalizados”

El hecho más significativo desde el punto de vista institucional ha sido la normalización de los Entes Reguladores de jurisdicción nacional, y el funcionamiento de las instituciones estatales en un total acuerdo a los preceptos constitucionales.

Contabilizamos como altamente positivo la creación del Consejo Federal de la Energía que es una instancia de diálogo directo entre los ministerios energéticos provinciales con el Ministerio de Energía de la Nación.

2.8 Marco jurídico para los hidrocarburos

“Se reformulará la estructura legal vigente en función de las nuevas realidades jurídicas, institucionales y geológicas. Las leyes que surjan del nuevo ordenamiento, incluida una nueva Ley de Hidrocarburos, deberán contar con amplio consenso de las fuerzas políticas para que pueda ser aplicada en todo el territorio nacional. Esa nueva legislación deberá conciliar los intereses de las provincias y de la Nación, facilitar el pleno desarrollo de los recursos del país y posibilitar la exploración en el Mar Argentino hasta el talud oceánico. También preverá la adecuación institucional para que el Estado pueda ejercer en forma adecuada su rol de fiscalización”

La simple lectura de este punto permite afirmar que a mediados de 2018 no se ha cumplido aún lo acordado; no existe un borrador de proyecto de una nueva Ley de Hidrocarburos, ni el consenso de las fuerzas políticas que menciona la declaración de compromiso para llevar adelante tal cometido.

2.9 Programa de exploración petrolera

“Se promoverá un programa exploratorio de hidrocarburos que abarque tanto las cuencas sedimentarias convencionales como las no convencionales, recurriendo para ello a la licitación pública internacional. Para los modelos contractuales se tomará en cuenta la experiencia internacional y los antecedentes exitosos en la región”

La declaración de compromiso dice claramente: “Se promoverá un programa exploratorio que abarque cuencas sedimentarias convencionales y no convencionales”; a mediados de 2018 ese programa todavía no existe.

Tampoco en consecuencia puede existir la licitación internacional como método de adjudicación de las áreas a explorar; ni mucho menos el modelo contractual a utilizar.

No son sucedáneos del citado programa exploratorio ni el régimen de promoción de la Resolución MINEM 46/2017; ni la Resolución MINEM 197/18, aunque el Régimen establecido en esta última podría sí ser parte integrante de un programa exploratorio.

2.10 Integración energética regional.

“Se promoverá una política de integración energética para conformar mercados regionales de gas natural y de electricidad que aprovechen la complementariedad de los recursos en la región, y las conexiones físicas existentes. Dentro de esta política deberán tener prioridad los acuerdos con los respectivos socios regionales para la ejecución de las obras del aprovechamiento hidroeléctrico sobre el Alto Uruguay. También se propiciarán nexos de cooperación y complementación con Brasil en materia nuclear para encarar una estrategia conjunta para esta fuente energética”.

En este rubro se han hecho avances concretos que deben ser contabilizados como muy positivos: 1) las interconexiones gasíferas con Chile han servido para inaugurar canales de importación y exportación de gas natural después de más de una década del corte unilateral de gas por parte de Argentina; 2) Con Paraguay los acuerdos en los temas pendientes de resolución por la CH Yacyretá y el acuerdo para la construcción de la CH Aña Cuá, sobre margen derecha; 3) las exportaciones de gas a Uruguay, todos los cuales favorecen la integración regional.

No se ha avanzado en lo específico relativo a la CH Garabí, ni a nuevos acuerdos con Brasil en materia de estrategia conjunta en materia de Energía Nuclear.

2.11 Gestión de YPF

“Se impulsará la gestión autónoma de YPF, para que rija su plan de negocios por objetivos empresarios, privilegiando la exploración, el desarrollo y la explotación de las cuencas argentinas, de los recursos convencionales y no convencionales. La empresa mantendrá su capitalización bursátil en el mercado argentino e internacional y podrá establecer asociaciones estratégicas con empresas nacionales o internacionales a partir de contratos estándar consustanciados con las condiciones de la nueva política energética. La gestión de YPF será auditada por la AGN sin perjuicio de otras auditorías que se realicen sobre la empresa”.

En este caso podemos afirmar que existe un cumplimiento parcial.

Se ha garantizado efectivamente la gestión autónoma de YPF, sustrayéndola de potenciales influencias negativas de la política, que pudieran afectar su funcionamiento.

En cambio, no puede decirse que YPF haya cumplido, por su parte, la encomienda de generar un Plan de Negocios, privilegiando sobre todo la exploración de recursos convencionales de Argentina.

Queda claro que no se ha cumplido ni está en vías de que esto se cumpla con el postulado que dice:

“La gestión de YPF será auditada por la AGN sin perjuicio de otras auditorías que se realicen sobre la empresa”.

2.12 Precios y tarifas

“Los precios y tarifas energéticas deberán retribuir costos totales de los servicios producidos, asociado a estándares de calidad y confiabilidad preestablecidos. Se reducirán los subsidios presupuestarios a la energía no justificados socialmente, con la meta de tener precios mayoristas únicos en los mercados de gas y electricidad y con el objetivo de finalizar el período de transición definido con un set de precios y tarifas que reflejen costos económicos. Para aquellos usuarios vulnerables, según indicadores socioeconómicos, se establecerá una política de subsidios focalizados (tarifa social), que incluirá a los consumidores de gas licuado de petróleo (gas en garrafas)”.

Este punto tiene una importancia fundamental en la normalización del sistema energético argentino que había llegado a una situación límite de deterioro, después de doce años de congelamiento tarifario.

Como puede apreciarse, la declaración de compromiso se refiere a resolver cuatro grandes cuestiones: a) Los precios energéticos; b) Las Tarifas reguladas de los servicios públicos energéticos; c) La eliminación de los subsidios no justificados socialmente; y d) la creación de un régimen de tarifa social.

Las Tarifas reguladas de la electricidad y del gas natural fueron bien resueltas, de acuerdo a la normativa legal aplicable y el proceso supervisado y dirigido por los Entes Reguladores normalizados. Ese objetivo fue bien cumplido.

La eliminación de los subsidios presupuestarios de raíz energética no justificados socialmente, es un objetivo en vías de cumplimiento.

La implementación de un Régimen de Tarifa Social para usuarios vulnerables se ha implementado y es un compromiso cumplido.

En cambio, el compromiso que establece que: **“Los precios [...] energéticos deberán retribuir costos totales de los servicios...”** no ha sido cumplido por lo menos en lo que es el precio más importante de la economía energética argentina: el Precio del gas natural en boca de pozo. El precio del gas natural es, como lo ha establecido el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, un “precio regulado por el Estado nacional”. Ese precio no ha sido regulado conforme a los costos de producción; y por lo tanto este compromiso no ha sido cumplido.

Existe un consenso académico suficiente para afirmar que, al menos en el cumplimiento de este punto se cometieron graves errores desde la administración energética.

En este contexto, podemos afirmar que este punto se ha cumplido parcialmente.

2.13 Desarrollo energético sustentable.

“Se adoptarán normas de preservación ambiental aceptadas internacionalmente y que permitan el desarrollo sustentable de la energía. La exploración y explotación de recursos fósiles no convencionales (Shale gas/Shale oil) será objeto de un régimen ambiental especial sancionado por ley del Congreso.”

Sin perjuicio de que Argentina ha tomado decisiones trascendentes en materia de preservación del medio ambiente; queda claro que este punto que concretamente dispone que: **“La exploración y explotación de recursos fósiles no convencionales (shale gas/shale oil) será objeto de un régimen ambiental especial sancionado por ley del Congreso”**, no ha sido cumplido ni el mismo está en vías de ser cumplido en fecha próxima.

2.14 Medidas de urgencia y transición.

La declaración de compromiso estableció tres medidas urgentes para la transición que denominamos A, B y C:

A. *“Realización de una auditoría independiente de las reservas de hidrocarburos a cargo de (una) empresa especializada seleccionada por concurso internacional”*

Este punto está absolutamente no cumplido ni ha sido iniciado hasta el presente.

B. *“Implementación de un plan de normalización y puesta a punto de del sistema eléctrico del área metropolitana a los efectos de resolver los graves problemas de suministro que tuvieron lugar en diciembre de 2013 y enero de 2014”.*

El punto ha sido cumplido y se puede razonablemente afirmar que el sistema eléctrico del área metropolitana se encamina hacia la normalidad.

C. *“Replanteo del sistema actual (vigente en 2015) de importaciones de productos energéticos, en particular el de gas natural como GNL, hoy con un suministro inseguro, caro y proco transparente”.*

El tema de la importación del GNL ha sido normalizado, en la actualidad es un sistema seguro; han disminuido los precios por una mayor competencia y al mismo

tiempo por una caída de los precios internacionales del GNL; y el sistema es hoy transparente.

3. Resumen y conclusiones

Se realizó un análisis sistemático del grado de cumplimiento de los temas que formaron parte de la *Declaración de compromiso sobre política energética* firmada por los principales líderes políticos argentinos en 2014, entre ellos, notoriamente, por el actual presidente de la Nación: Mauricio Macri; miembros relevantes de la coalición gobernante, CAMBIEMOS, y una importante parte de la actual oposición parlamentaria.

La *Declaración de compromiso* consta de trece puntos “programáticos de fondo sobre la política energética” y tres “medidas urgentes”.

Del análisis realizado a treinta meses de iniciada la gestión del actual gobierno, surge un grado de cumplimiento desparejo de los compromisos asumidos. Algunos se han cumplido a satisfacción, sin embargo, en otros lo acordado no ha sido cumplido, ni siquiera en sus fases preliminares.

El análisis cuantitativo indica que, en lo relativo a “los acuerdos programáticos sobre política energética”, se cumplieron dos Acuerdos; siete tuvieron un cumplimiento parcial y cuatro no fueron cumplidos. En lo relativo a las “medidas urgentes”, dos fueron cumplidas y una no fue cumplida.

Un análisis cualitativo indica que permanecen incumplidos los compromisos asumidos **que requerían acuerdos políticos capaces de plasmarse en acuerdos parlamentarios profundos** como para aprobar leyes de fondo; y constituirse en verdaderas Políticas de Estado que puedan perdurar durante largos períodos, que contengan varios ciclos de gobierno.

Dentro de estos incumplimientos deben citarse los siguientes: 1) Reforma del Marco Jurídico de los Hidrocarburos; 2) Aprobación por Ley del Congreso del Plan Energético Nacional; 3) Ley de Programa para la construcción de Centrales Nucleares; 4) Plan Nacional de Exploración de Hidrocarburos; 5) Régimen ambiental especial sancionado por ley del Congreso para la exploración y explotación de recursos fósiles no convencionales (Shale gas/Shale oil).

En lo que hace a las medidas urgentes propuestas en la declaración es muy significativo que no se haya cumplido la primera de las medidas urgentes comprometidas: **la Auditoría Independiente sobre el Inventario de Reservas de Hidrocarburos en todas sus categorías.**

Se han cumplido a satisfacción en cambio dos medidas urgentes de las acordadas en la DECLARACION: la normalización y puesta a punto -todavía en curso- del sistema

eléctrico del área metropolitana resolviendo, o estando en vías de solucionar los graves problemas de suministro que tuvieron lugar en diciembre de 2013 y enero de 2014, y el tema de la importación del GNL que ha sido normalizado y en la actualidad es un sistema seguro que ha disminuido los precios por una mayor competencia y al mismo tiempo por una caída de los precios internacionales del GNL: el sistema es hoy transparente.

Dentro de las medidas programáticas acordadas se han cumplido las atinentes a la normalización de los entes reguladores energéticos nacionales; los procesos de Revisión Tarifaria Integral de las empresas prestatarias de servicios públicos energéticos – gas natural y energía eléctrica - de jurisdicción nacional; la disminución de los subsidios energéticos socialmente no justificados. y el establecimiento de una tarifa social para los sectores carenciados.

Es muy positivo el avance que el país ha hecho en estos treinta meses en materia de Energías Renovables a través del Plan Renovar.

Un análisis más enfocado en lo sub sectorial indica que no hay avances significativos y contundentes en materia de hidrocarburos que muestren un verdadero cambio estructural de las tendencias precedentes, a las cuales la Declaración de compromiso pretendía modificar.

Finalmente, y como hecho destacable y alentador, existe un importante conjunto compromisos acordados en los cuales el cumplimiento todavía es parcial y que aún se estaría a tiempo de cumplir en lo que falta del período constitucional del mandato, si y solo si comprometieran de ahora en más acciones políticas concretas y eficaces con ese fin. Sin embargo, ya se puede conjeturar que estos no serán cumplidos si se persistiera en la actual situación de “cumplimiento parcial”. Entre estas podemos citar a título de ejemplo la siguiente: ¿Tendrá el Poder Ejecutivo Nacional antes del fin de mandato el Plan Energético Nacional terminado y en condiciones, para ser aprobado por el Congreso?

Dicho lo anterior; ¿no habrá llegado el momento de asignar a un funcionario la responsabilidad de alcanzar esos acuerdos de fondo para que los mismos puedan ser realmente implementados?

Finalmente digamos, a modo de conclusión, que lo ocurrido en el mes de mayo con la ley de tarifas aprobada en el Congreso de la Nación y vetada por el Presidente de la Nación en ejercicio de sus facultades constitucionales demuestra que Argentina está lejos aún del ideal que significa la **Política de Estado para la Energía**: diálogo nulo inter fuerzas; diálogo insuficiente dentro del espacio Cambiemos; nula información al ciudadano que “tiene derechos a informarse”, pero pocas posibilidades reales de ejercer esos derechos.

Las tarifas energéticas reguladas por el Estado no son el problema. El problema es el precio del gas natural y la forma en que este se determina

Cuando recibimos las facturas de gas y electricidad en nuestras casas, recibimos un valor que incluye tres componentes:

- El precio de la energía consumida (gas natural o energía eléctrica);
- la tarifa regulada por el transporte y distribución de dicha energía desde su extracción/generación hasta la puerta de nuestras casas (aproximadamente el 30% del valor la factura); y
- los impuestos, principalmente el IVA (21% para residenciales y 27% para comercios e industrias pequeñas y medianas), los impuestos a los ingresos brutos que las provincias cobran a distribuidoras y transportistas, las que a su vez los transfieren al consumidor final, y en algunos casos las tasas municipales. Para los clientes residenciales del AMBA este componente representa aproximadamente el 28% del monto total de la factura.

1. Las tarifas reguladas de transporte y distribución no son el problema

Durante 2017, el Gobierno Nacional finalizó la normalización de los sectores regulados que prestan los servicios de transporte y distribución de gas y electricidad. Este proceso implicó:

- La realización de las Revisiones Tarifarias Integrales (RTI) que estaban pendientes desde finales de la década del 90;
- la finalización de la intervención de los Entes Reguladores de jurisdicción nacional, y la conformación de sus directorios con especialistas seleccionados por concurso público de antecedentes según lo dispone el marco legal vigente.

Es necesario recordar que las empresas prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de gas y electricidad de jurisdicción nacional tuvieron congeladas sus tarifas por más de una década.

Este congelamiento no fue compensado por subsidios directos del Estado y, ante la falta de recursos, las empresas disminuyeron al mínimo sus inversiones lo que se reflejó en la caída de la calidad del servicio.

¿Cómo sobrevivieron las empresas? En el caso del gas dejaron de extender las redes de distribución y dejaron de pagar a las productoras de gas el producto que vendían. En el

caso de las distribuidoras eléctricas suspendieron sus pagos a CAMMESA, rompiendo la cadena de pagos, ya que es la empresa que con esos recursos pagaba la energía a los generadores.

El gobierno kirchnerista atendió con subsidios parte de los costos de producción e importación de gas natural y de generación de energía eléctrica, pero mantuvo al borde de la supervivencia a las empresas de servicios públicos de transporte y distribución. Como consecuencia, se acumularon enormes deudas de las distribuidoras eléctricas con CAMMESA y de las distribuidoras de gas con los productores y con ENARSA.

A partir de la nueva gestión, se convocó a las empresas a la realización de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de sus tarifas reguladas, presentando sus esquemas de costos de acuerdo a lo previsto en los respectivos marcos regulatorios. Las RTI – que incluyeron la realización de audiencias públicas – permitieron a los entes reguladores establecer nuevos cuadros tarifarios, con aumentos que se aplicaron en tres cuotas sucesivas y que tendrán vigencia durante el próximo quinquenio.

Este aumento de tarifas en sectores regulados no debería suspenderse ni modificarse ya que fue diseñado en base a costos auditados por los Entes Reguladores que reflejan el desempeño de una empresa eficiente.

Los aumentos tarifarios permitieron a las empresas recuperar el capital de trabajo y la capacidad de inversión, y recomponer la calidad del servicio. Sólo en la cadena del gas las revisiones tarifarias implican inversiones obligatorias por más de \$41.000 millones en los próximos cinco años, que ya se encuentran en ejecución. Es importante resaltar que recomponer los niveles de calidad de servicio requiere hoy un esfuerzo de inversión mayor al que hubiese sido necesario de no haberse generado la crisis descripta.

Pero hay una razón adicional para no suspender los aumentos en el segmento regulado (alrededor del 32% de la factura): un enorme pasivo contingente.

Luego de la disrupción del marco regulatorio existente en el año 2001, y el congelamiento tarifario, las empresas comenzaron a presentar demandas judiciales en tribunales nacionales e internacionales, cuyo monto estimado alcanza solo en el caso de las prestadoras de servicio de gas natural a u\$s 3.500 millones, y un monto similar para las empresas eléctricas, cuyo desistimiento está vinculado al cumplimiento de los aumentos acordados en las Revisiones Tarifarias.

Esto implica que, durante un tiempo, las tarifas crecerán por encima del incremento de los salarios, para compensar las pérdidas de calidad de servicio de la década pasada y superar el facilismo regulatorio, que consumió el capital necesario para prestar un servicio público.

2. El problema está en la determinación del precio de la energía: en particular, la del precio del gas en boca de pozo

Aquí se concentra casi la totalidad de los subsidios económicos corrientes, los cuales entre 2004 y 2017 alcanzaron una suma acumulada de u\$s 102.000 millones.

Estos subsidios han representado una verdadera hipoteca para nuestro país, y la actual administración se encuentra en la difícil tarea de actualizar precios y tarifas en un contexto inflacionario.

Esto es así ya que el Estado Nacional subsidia, mediante transferencias del Tesoro, a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA): la diferencia entre el costo real de generación de energía eléctrica (llamado precio medio monomérico) y el precio que paga la demanda (llamado precio estacional).

Con relación al gas natural, el Estado subsidia la diferencia entre el costo de abastecimiento de gas y el precio que paga la demanda mediante dos mecanismos:

- transferencias a ENARSA, único importador de gas natural desde Bolivia y de gas natural licuado (GNL); y
- transferencias a las empresas productoras de gas a través del Plan Gas, que reconoce un precio sostén a la producción de gas no convencional.

El precio del gas natural es un precio rector del sistema energético nacional, ya que esta fuente de energía representa el 53% de la oferta total de energía primaria. El 49 % de la energía eléctrica consumida se genera en base a gas natural.

2.1 ¿Cómo se determina el precio del gas natural?

De acuerdo con lo establecido por las leyes 17.319 y 24.076, por ser una actividad desregulada, el precio del gas debería determinarse por la interacción de oferta y demanda en el mercado mayorista del gas, definido por el precio de inyección al sistema de transporte o PIST. El mercado mayorista de gas natural está integrado por los productores e importadores (por el lado de la oferta solamente ENARSA), y por las empresas distribuidoras, los grandes consumidores industriales, las centrales eléctricas y las comercializadoras por el lado de la demanda.

Las distribuidoras actúan en representación de los usuarios residenciales, pequeños consumidores comerciales y sector público (escuelas, hospitales y otros) que tienen una demanda fuertemente inelástica. Por el contrario, las comercializadoras y los grandes

consumidores presentan una demanda más elástica porque pueden sustituir gas natural por alguna otra fuente de energía equivalente⁴

El precio del gas puesto en “City Gate” Buenos Aires (el mayor centro de consumo del país) está compuesto por el precio del gas en boca de pozo más el costo del transporte desde el punto de producción hasta el punto de consumo. Este mecanismo llamado de “NET BACK” determina el precio para cada una de las cuencas, de manera tal que las más lejanas (Tierra del Fuego) reciben un precio menor a las cuencas más cercanas al City Gate.

Si el precio así determinado es mayor al costo de producción del gas, habrá interesados en aumentar la producción y la inversión en el sector. Del mismo modo, el valor del gas nunca debe ser superior a su sustituto directo (fuel oil / gas oíl) a riesgo de perder importantes mercados. En Argentina, históricamente el precio del gas en boca de pozo fue inferior al de su sustituto teórico que es el fuel-oíl.

A partir del decreto PEN 181/2004, el Estado Nacional intervino el mercado facultando a la entonces Secretaria de Energía a *“realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el Punto de ingreso al Sistema de Transporte (PIST)”*

Años después, la Res. N° 28/2016 del MINEM (31 de marzo de 2016) justificó el aumento del precio del gas en boca de pozo en la necesidad de *“...para promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, resulta necesario implementar un nuevo esquema de precio de gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, que tenga por objeto tanto la incorporación de reservas, como el aumento de la producción doméstica de gas natural...”*.

Su aplicación produjo una gran cantidad de pedidos de amparo en todo el país, y la consiguiente intervención de la justicia suspendiendo lo dispuesto por esta Resolución, observada por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, implicaba aumentar la retribución, que incrementaba casi diez veces el precio de gas natural pagado por la demanda nacional.

La Corte Suprema de Justicia (CSJN) en su fallo relacionado a estos aumentos tarifas, consideró que: *“... parece razonable entender que, hasta el momento en que efectivamente el precio del gas en el PIST se determine sobre la base de la libre interacción de la oferta y la demanda, su análisis se efectúe juntamente con la revisión de tarifas, para lo cual es necesario la celebración de audiencias públicas.”*

⁴ La categoría de “comercializador” está definida por el art 14 de la ley 24.076: “se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros”. Dichos comercializadores juegan un papel central en el espíritu de competencia en el upstream y por ende pueden generar menores precios en el downstream. Son aquellos que permiten conectar a los grandes consumidores con la producción.

En este punto, la administración enfrentó el problema de regular un “precio justo” al gas natural en boca de pozo (PIST) para usuarios residenciales y pequeños comercios / industrias, lo cual se relaciona de manera directa con el análisis de sus costos de producción mas una rentabilidad esperada razonable.

Es importante resaltar que el fallo de la CSJN hace foco en los usuarios residenciales y pequeños comercios, que por normativa son clientes cautivos de las distribuidoras y por ende el eslabón más débil de la cadena de valor.

El resto de la demanda (grandes usuarios industriales, generadores y comercializadoras) compran sus consumos de manera directa con los productores de gas y contratan por cuerda separada el servicio de transporte y distribución.

2.2 ¿Cuánto paga la demanda y cuánto recibe la oferta de gas natural?

Como se observa en los siguientes cuadros, los usuarios residenciales y los pequeños comercios / industria son el segmento de la demanda que pagarán el gas más caro de toda la cadena de valor del gas natural. Recientemente se ha reducido el precio que pagan las usinas a 4,2 u\$s/Mbtu. Se han realizado licitaciones para este verano con precios obtenidos aun inferiores.

Cuanto paga el gas la demanda?			
	2018	proy 2019	Volumen
	USD/MBTU	USD/MBTU	%
Residencial y comercial (*)	5,3	6,8	25
Industria	4,2	4,7	28
Usinas	5,2	5,2	42
GNC	5,3	5,3	5
Precio promedio de la demanda	4,5	5,0	100

Nota: el valor de la demanda residencial corresponde al valor de tarifa plena del sendero de precios de la Resolución N° 212/2016.

Cuanto cobra la oferta del gas?			
	2018	Proy 2019	Volumen
	USD/MBTU	USD/MBTU	%
Produccion local	5,1	5,2	83%
Base	4,8	4,8	66%
Plan Gas	7,5	7,5	17%
GN Bolivia	6,2	6,2	13%
GN CHILE	9	9	3%
GNL Barco	8,5	8,5	1%
Precio promedio de la oferta.	5,5	5,5	100%

Fuente: Datos MINEM – Estimaciones propias para 2019 en base a presupuesto 2018

2.3 ¿Es razonable que el sector de la demanda cautiva (residencial / comercial) pague el gas más caro?

En octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería fijó un sendero hasta octubre de 2019 que regula el precio del gas natural para el sector residencial/comercial, justificando el mismo en base a una estimación del costo marginal de aprovisionamiento de ese año, presentada en audiencia pública, que ubica el valor del gas en boca de pozo en 6 u\$s/Mbtu “para permitir el desarrollo de las reservas disponibles en el país”.

Mientras tanto, el resto de la demanda paga precios que reflejan aproximadamente el costo medio (promedio) de abastecimiento y, dado que ese precio surge de contratos libres, podría inferirse que es el precio que la oferta local y la demanda visualizan como el costo marginal de largo plazo. - un proxy de precio en un mercado competitivo -.

Así las cosas, la Resolución N°212 de fecha 6 de octubre de 2016 el MINEM readecuó los precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte – PIST- y propuso un sendero de reducción de subsidios en relación con un precio de abastecimiento de 6,80 u\$s/Mbtu.

Dicho sendero implica una secuencia de adecuaciones de precios en abril y octubre de cada año “teniendo en cuenta el valor del precio objetivo en el PIST en cada momento según el contexto de mercado” hasta llegar a la eliminación total de los subsidios en 2019, (2022 en la Patagonia, La Pampa, Puna y Malargüe). Esto último abre la puerta a aumentos adicionales en función de la evolución del precio internacional del petróleo, o del tipo de cambio.

Es decir que, aumentos adicionales producto de aumentos en los precios marginales de importación pesarían directamente sobre este segmento de la demanda.

Sendero de actualización PIST promedio en u\$s/MBtu⁵.

oct-16	3,42
abr-17	3,77
oct-17	4,19
abr-18	4,68
oct-18	5,26
abr-19	5,96
oct-19	6,80

⁵ Unidad técnica de medida: BTU: British Termal Unit.

3. Hasta el restablecimiento de un mercado competitivo resulta necesario redefinir o poner en discusión el actual mecanismo de abastecimiento de la demanda prioritaria de gas

Sin dudas, los precios de la energía que paga la demanda residencial deben retribuir los costos medios de producción, pero no deben ser superiores a estos.

Para que esto ocurra debería reordenarse el mecanismo de abastecimiento de la demanda prioritaria, es decir aquella destinada a cubrir el consumo residencial /comercial.

Este reordenamiento debería contemplar el abastecimiento mediante producción local de base que hoy recibe un precio de 4,8 u\$s/MBtu, un precio prácticamente igual al que está pagando este segmento de la demanda desde abril 2018 (4,68 u\$s/MBtu).

De ser así, se podría quitar presión sobre el monto final de las facturas que pagan los residenciales y pequeños comercios/industrias, ya que estarían pagando, en promedio, el costo medio de abastecimiento.

3.1 ¿Qué pasaría con los precios del resto de la demanda?

En líneas generales quizás paguen precios levemente superiores a los actuales, pero sin dudas estarán en mejores condiciones de negociación.

En este aspecto, la implementación de un mecanismo de subastas sucesivas con prioridad a generadoras podría ser una opción para que el Costo medio de generación de centrales eléctricas no varíe significativamente, ya que este segmento también podría abastecerse mediante producción local.

Y si bien, transitoriamente, la industria terminaría con un costo medio superior podría asegurar su abastecimiento con contratos de largo plazo, reduciendo el actual costo de importación de GNL que realiza el Estado través de ENARSA, mediante contratos spot.

4. Acotar la implementación del programa de estímulos a la producción de gas no convencional (ex Plan Gas)

Por Res MINEM 46/2017 se estableció un precio sostén a la producción de gas no convencional de la cuenca neuquina (en concesiones con planes de inversión aprobados). El objetivo de la resolución es la promoción de inversiones y las empresas que ingresan reciben un precio sostén que va de 7,5 u\$s/MBtu en 2018 a 6 u\$s/MBtu en 2021.

Esta producción de no convencionales no solo incluye la producción de Shale Gas, sino también la de Tight Gas. Esta última formación geológica es considerada por parte de la industria como un mecanismo de producción de recuperación secundaria, que muchas empresas ya realizan sin incentivos.

¿Cuál es la producción de tight y shale gas?

Producción anual de gas por tipo de recurso.

	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional	Total C+NC
2007	50.567	2	402	404	0,8%	50.971
2008	50.028	5	406	411	0,8%	50.439
2009	47.993	10	416	426	0,9%	48.419
2010	46.562	14	532	546	1,2%	47.108
2011	44.747	31	750	781	1,7%	45.528
2012	42.864	110	1.150	1.260	2,9%	44.124
2013	39.635	216	1.857	2.073	5,0%	41.708
2014	37.225	564	3.695	4.259	10,3%	41.484
2015	36.157	1.161	5.587	6.748	15,7%	42.905
2016	35.387	1.607	7.994	9.601	21,3%	44.988
2017	33.076	2.341	9.201	11.542	25,9%	44.618
% 2016-2017	-6,5%	45,7%	15,1%	20,2%		
% eq.	-4,2%	102,7%	36,8%	39,8%		

Fuente: Datos MINEM.

Es decir, en base a datos de 2017, si se aplicara el programa estímulo solo al shale gas, el universo de aplicación del precio sostén se reduce del 25% al 5% de la producción total de gas natural.

El plan gas implicó transferencias por \$ 22.000 millones en 2017, que podrían reducirse a la quinta parte.

5. La determinación del precio de la energía debe formar parte de un acuerdo amplio.

Sin dudas es necesario administrar una difícil transición, producto de la hipoteca recibida de la administración anterior, y cuyo desarrollo se extenderá en el tiempo.

La determinación de los precios de la energía, y en particular del gas natural durante la transición hacia mercados competitivos, implicará un acuerdo amplio que trascienda la coalición de gobierno.

El sector energético se caracteriza por su intensidad en capital, cuya maduración y recupero excede los límites temporales de cualquier administración.

La radicación de inversiones en la magnitud necesaria, no solo para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta, sino también para la exploración off -

shore, que recompongan la oferta de energía (petróleo y gas) requieren políticas públicas estables basadas en acuerdo amplios.

En síntesis:

1. Las tarifas reguladas no son el problema: los aumentos de tarifas en sectores regulados no deberían suspenderse ni modificarse, ya que las tarifas fueron determinadas en 2016/17 en base a costos auditados por los Entes Reguladores normalizados que reflejan el desempeño de una empresa eficiente.
2. El problema está en la determinación del precio de la energía: en particular el precio del gas natural, que es un precio rector del sistema energético nacional, y debe ser modificado.
3. No resulta razonable que el sector de la demanda cautiva (residencial / comercial y pequeña industria) pague el abastecimiento de gas natural más caro del mercado.
4. Hasta el restablecimiento de un mercado competitivo, resulta necesario poner en discusión y redefinir mecanismos de abastecimiento de la demanda prioritaria de gas (residencial/comercial), con gas de producción local de precio inferior al gas importado.

Esto redundaría en reducir la presión sobre las facturas finales de los usuarios cautivos que, a la fecha, ya están pagando el costo medio de abastecimiento del mercado.

5. Acotar solo a la producción de shale gas la aplicación del programa de estímulos a la producción de gas no convencional (ex plan gas), que en función a datos 2017 reduciría las transferencias de este programa a un quinto.
6. La determinación del precio de la energía debe formar parte de un acuerdo amplio que de marco de previsibilidad a políticas públicas cuyos efectos exceden el mandato de una administración.

El desarrollo de Vaca Muerta pasa por el petróleo

La economía de los hidrocarburos es un ejercicio intelectual fascinante que atraviesa transversalmente múltiples disciplinas como: las ciencias políticas, las ciencias sociales, la geología, la geopolítica, el derecho, la tecnología y por supuesto las ciencias económicas propiamente dichas.

Nuestro país ha entrado desde hace un tiempo en una discusión apasionante enfocada en qué hacer con los extraordinarios recursos que se encuentran alojados principalmente en la formación geológica conocida como Vaca Muerta; como desarrollar su potencialidad y cuáles podrían ser los beneficios para la sociedad, que en los últimos años ha perdido su capacidad de autoabastecerse energéticamente, pero que además se encuentra en una encrucijada económica de la cual le cuesta salir.

Un informe de la Energy Information Administration de los Estados Unidos despertó la ambición en la industria petrolera y en la política nacional al revelar que nuestro país albergaba recursos de petróleo no convencional técnicamente recuperables por 27 mil millones de barriles (27 Gb), siendo el cuarto en el mundo detrás de gigantes petroleros como Rusia, Estados Unidos y China, y el segundo en materia de gas natural no convencional con recursos por 802 trillones de pies cúbicos (Tcf), frente a los 12,4 Tcf de reservas probadas que registra actualmente.

Transformar estos recursos en reservas probadas y ponerlos en valor haría de la Argentina una nueva provincia petrolera de alcance mundial, con todo lo que ello implica en impactos económicos, sociales, políticos y ambientales. Semejante producción solo podría tener como destino los mercados internacionales.

Sin embargo, no parece fácil lograr poner en valor estos recursos. Las actuales barreras estarían concentradas en reducir los costos de producción en estos yacimientos, mejorar la infraestructura y las condiciones de evacuación de la producción que permita exportarla en condiciones competitivas con precios que hoy rondan, en el caso del petróleo los 70 – 75 u\$s/barril, y presentan una gran volatilidad y fuerte incertidumbre sobre los valores futuros.

A ello tenemos que agregar que la matriz energética argentina tiene una participación del gas natural cercana al 53%, y que importamos aproximadamente el 25% del gas que se consume. Sumado a las importaciones de combustibles, genera un fuerte déficit en nuestra balanza comercial, que es un factor importante en las restricciones a nuestro desarrollo económico: necesidad de dólares para pagar las importaciones, los enormes subsidios heredados del kirchnerismo generadores de déficit fiscal, inflación y pérdida de todas las señales de precios que razonablemente podrían orientar decisiones de inversión y consumo.

Esta particularidad específica de la Argentina, que la lleva a ser uno de los países con mayor penetración del gas natural en su matriz energética, y la continua caída de sus reservas probadas llevó a pensar que era prioritario acelerar el desarrollo de la producción

de gas no convencional para de esa forma reducir e incluso eliminar las importaciones, volver al autoabastecimiento perdido y superar las restricciones que impone hoy el sector energético a la economía.

Para ello se instrumentaron distintos programas, desde el Gas Plus, el Plan Gas en sus distintas versiones hasta llegar al sendero de precios de la Resolución 46/2016 y sus normas complementarias, que actualmente se encuentra en discusión. El Plan Gas Plus, implementado durante la administración de Cristina Kirchner en 2008, ya comenzaba a prever que los volúmenes de gas producido que excedieran una producción base previamente definida recibirían remuneraciones superiores para incentivar la mayor extracción.

El largo congelamiento de precios llevó a la industria petrolera a presionar al Gobierno para que mediante subsidios pudiera mejorar sus ingresos y poder hacer frente a inversiones costosas, fundamentalmente el desarrollo de yacimientos no convencionales de petróleo y gas natural.

Sin embargo, los distintos planes para incrementar la producción de gas natural fueron elaborados en base a necesidades planteadas entre el Estado y la industria petrolera sin considerar las reglas básicas de la economía del gas natural. ¿Qué dicen estas reglas básicas y como se han desarrollado la mayor parte de las provincias gasíferas del planeta?:

- 1) Para desarrollar un yacimiento de gas es necesario tener en uno de los extremos una demanda relativamente estable que permita amortizar las costosas inversiones en desarrollo de yacimiento e infraestructura de transporte; el factor de utilización mínimo de esas instalaciones para lograr un rendimiento adecuado del capital invertido no debe ser inferior al 70% de su capacidad;
- 2) En el otro extremo del sistema gasífero, el productor debe certificar sus reservas probadas para asegurar el suministro del gas natural durante el plazo previsto en un contrato de largo plazo;
- 3) Para unir ambos extremos se requiere un contrato donde se definen las relaciones entre las partes y se establecen cláusulas típicas de esta industria: precio base, cláusula “take or pay” o “delivery or pay” con flexibilidad semestral o anual, plazos del orden de 20 a 25 años; fórmula de reajuste del precio en base a una canasta de productos petroleros que serán sustituidos por el gas natural (el más usual es el fuel oil), y otras. La puja por la captura de la renta se concentra en el establecimiento del precio base;

De esta forma se desarrollaron yacimientos tan importantes como los de Siberia Occidental que vinculan a Rusia con Europa; los de Mar del Norte, esencialmente los grandes yacimientos de Noruega y Gran Bretaña, Holanda (Groninga), las cadenas de licuefacción en Argelia, en Qatar, y otras instalaciones actualmente en operación o construcción.

El desarrollo de las cadenas de licuefacción ha permitido que el transporte de gas natural se realice a través de buques metaneros, bajo la forma de Gas Natural Licuado (GNL) para

luego ser regasificado en los centros de consumo. Esta innovación tecnológica proporcionó más flexibilidad a la industria del gas natural, permitió la constitución de un pequeño mercado spot, que ha crecido con el tiempo, pero aún no le ha dado la categoría de commodity que ostenta el petróleo y sus derivados.

Estas leyes de la economía del gas natural han sido hasta ahora ignoradas para el desarrollo del gas no convencional, y en particular el de Vaca Muerta. Desde los orígenes del Plan Gas la industria exigió un precio alto para el desarrollo del yacimiento, invocando elevados costos, y lo fijó en 7,5 u\$s/Mbtu, en principio para todo el gas producido. Esta condición fue limitada en 2016 solamente para el shale gas de Vaca Muerta, y luego extendida a la cuenca Austral. El valor estaba muy por encima de los precios que pagaba el consumo en ese momento, y su justificación estaba ligada a la sustitución del producto importado antes que a las necesidades de desarrollo del yacimiento.

Sin embargo, una de las condiciones de la economía del gas no se cumple en los yacimientos no convencionales, entre ellos Vaca Muerta, y es que las empresas no pueden garantizar el suministro en contratos de largo plazo ya que el proceso de certificación de reservas probadas requiere condiciones que es difícil reunir por ahora en los campos de shale. Allí reside la dificultad en el desarrollo del gas en Vaca Muerta.

Si pudiera ser superada, entonces se abrirían las puertas a un fuerte despegue de la producción de gas en el largo plazo, en primer lugar en el mercado local: por ejemplo Metrogas estaría en condiciones de realizar un contrato de largo plazo asegurando la compra de 19 millones de m³/día en promedio ⁶, con importantes márgenes de flexibilidad entre consumos mínimos y máximos considerando cláusulas del tipo “take or pay”, que permitiría el desarrollo del yacimiento de Fortín de Piedra por Tecpetrol con un buen margen de seguridad y a un precio que, si fuera por ejemplo de 4 u\$s/Mbtu, dejaría ingresos al productor cercanos a los 1.000 millones de u\$s anuales.

De manera similar, en otras explotaciones no convencionales de gas natural ⁷ la concreción de contratos de largo plazo (20/25 años) daría previsibilidad al desarrollo de los campos, con demandas que pueden provenir de distribuidoras o centrales eléctricas. De esta forma comenzaría a tomar cuerpo un mercado de gas natural competitivo, con la posibilidad de incorporar mercados secundarios, transar productos financieros, etc.

Pero el verdadero desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta será posible si se logra una explotación industrial de los recursos petroleros.

⁶ De acuerdo a datos del ENARGAS, este fue el promedio de entregas en 2017 con un máximo de 22,7 millones de m³/día en agosto y un mínimo de 17 millones de m³/día en enero. El gas entregado por cuenta de terceros fue en promedio en ese año de 12,9 millones de m³/día.

⁷ Se encuentran operando actualmente Loma Campana, La Amarga Chica y El Orejano (YPF), y Aguada Pichana Este (Total), además de la mencionada Fortín de Piedra y otros 25 proyectos esperando iniciar operaciones productivas.

El petróleo se transa libremente en los mercados internacionales, no requiere de contratos de largo plazo ni tampoco de costosas infraestructuras de transporte, y poner en valor un recurso de 27 mil millones de barriles haría que la Argentina esté en condiciones de exportar alrededor de 800 mil barriles/día y abastecer el mercado interno simultáneamente durante 20 años. A los precios actuales de alrededor de 70 u\$s/barril, los ingresos para el complejo petrolero y para el país podrían alcanzar los 20 mil millones de u\$s/año,

Los riesgos de estas operaciones son en parte inherentes a la industria petrolera, ya que tiene que producir a costos competitivos para alcanzar los mercados internacionales a los precios que estos fijan cotidianamente, y por el otro son exógenos debido a la alta volatilidad de los precios petroleros en el mundo

El desafío de desarrollar los yacimientos de hidrocarburos no convencionales en la Argentina reside en lograr que la industria produzca petróleo en forma competitiva y sea capaz de alcanzar los mercados internacionales, ello proveerá de una importante masa de recursos a la economía nacional, en particular adecuados flujos de fondos para que las empresas petroleras desarrollen sus operaciones de explotación, mejoren sus indicadores de competitividad y bajo estas condiciones también contribuyan al desarrollo de la producción de shale gas para el mercado interno.

El acceso del gas natural al mercado internacional es más difícil, ya que se prevé en los próximos años el ingreso de importantes capacidades de licuefacción (Australia, Rusia, Estados Unidos con su shale gas), pero la habilitación de un sistema contractual de largo plazo hacia el mercado interno le daría una salida razonable a esta producción, complementando la explotación petrolera y mejorando el margen de seguridad de abastecimiento de nuestro país.

En estas condiciones, es razonable pensar en volver al autoabastecimiento, mejorar la balanza comercial energética y hacer de esta actividad superavitaria uno de los pilares de nuestro crecimiento económico. Por lo menos durante una transición larga de dos décadas en la que los recursos limpios y renovables comiencen a marcar el paso de una nueva era energética en el planeta.

Planificación energética

1. La necesidad de contar con un plan energético de largo plazo

El gobierno de Cambiemos recibió de la administración Kirchner en diciembre 2015 un sector energético completamente desequilibrado.

La infraestructura eléctrica era insuficiente para satisfacer los requerimientos de la demanda, lo que obligó a decretar la emergencia eléctrica hasta tanto se restablecieran las capacidades de generación y se rehabilitaran las condiciones de operación de las empresas de distribución, afectadas por un prolongado congelamiento tarifario⁸.

Los parámetros de la actividad petrolera en continuo retroceso desde 1998 provocaron la caída de las reservas y la producción de petróleo y gas natural e hicieron que la Argentina perdiera el autoabastecimiento energético convirtiéndose en un país importador neto, con una economía energética afectada por la volatilidad de los precios internacionales del petróleo y por la variación del tipo de cambio.

Las condiciones de funcionamiento del sector energético han sufrido profundos cambios estructurales en el transcurso del presente siglo que obligan a volver a pensarlo en el largo plazo, buscando los consensos necesarios para desarrollar las políticas de Estado que el sector requiere.

Un elemento estructural para tener en cuenta en la planificación del sector energético es el compromiso internacional asumido por nuestro país en la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC).

Desde el comienzo de la actual gestión se atendieron los problemas urgentes, pero el espíritu fue contar con un plan de largo plazo, para lo que se creó la Secretaría de Planeamiento Estratégico Energético, y se intentó consolidar la formación de recursos humanos que trabajaron en la construcción de escenarios de largo plazo. Lamentablemente estos lineamientos se han ido desdibujando con el correr de los meses, con la desaparición del MINEM, que vuelve a ser una Secretaría de Estado con nueva estructura donde el planeamiento no forma parte “a priori” de las funciones prioritarias asignadas.

En la Declaración de Compromiso elaborada por los ex Secretarios de Energía, y firmada por los candidatos presidenciales en 2014, se planteó la necesidad elaborar un marco de referencia para la elaboración de programas de gobierno en este sector. En el segundo

⁸ El 16 de diciembre de 2015 mediante el Decreto 134/2015 se declara la Emergencia Eléctrica Nacional, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017

punto de estos compromisos se incluye el diseño de un Plan Estratégico Orientativo de largo plazo a ser refrendado por ley del Congreso Nacional.

El presidente Macri firmó esta declaración de compromiso y la hizo suya, estableciendo ejes estratégicos para el sector energético: desarrollo de energías renovables para la producción de electricidad, eficiencia energética e incremento de la producción nacional de hidrocarburos, en particular mediante los recursos no convencionales de los cuales el yacimiento de Vaca Muerta es el ejemplo paradigmático.

El Plan Estratégico es una guía que orienta a todos los actores: empresas, consumidores y sector público, en las políticas y medidas a ejecutar para minimizar la vulnerabilidad de nuestro país frente a la volatilidad de los mercados petroleros internacionales, y de los parámetros macroeconómicos nacionales, buscando la provisión segura, confiable y de mínimo costo de los productos energéticos, definiendo la mayor participación posible de la industria nacional y el cabal aprovechamiento de nuestros recursos naturales.

Es una herramienta técnico – económica que debe permitir la toma de decisiones racionales en materia de política sectorial, y conocer las implicancias y como se constituyen las nuevas trayectorias, cuando estas decisiones se apartan del óptimo.

Estamos viviendo un proceso de transición, en el cual las restricciones debidas al cambio climático imponen nuevas tecnologías disruptivas que a largo plazo reemplazarán a los combustibles fósiles. La velocidad de esta transición puede ser controvertida, pero no la trayectoria, nuestro país debe estar preparada para los cambios que sobrevendrán en el futuro, si quiere ocupar un lugar dentro del mundo moderno.

En cuanto a la incertidumbre que la cancelación y/o postergación de obras genera sobre la expansión y el abastecimiento del sector eléctrico, en el documento de escenarios energéticos 2030 publicado por el MINEM en 2017, pueden observarse distintas hipótesis de crecimiento de la demanda y las obras previstas de distinta tecnología.

Sobre esas proyecciones puede comentarse en general que, si bien se cancelan y postergan obras, ha decrecido el ritmo de aumento de la demanda de estos años, lo que atenuaría el impacto de la reducción de la oferta prevista. No obstante, la magnitud de la potencia total que suman los proyectos cancelados, postergados y/o demorados en su lanzamiento y ejecución (EERR; centrales nucleares, líneas de 500 y 132 kV) genera incertidumbre sobre el abastecimiento al SADI a 5/10 años y pondría en riesgo el cumplimiento de los compromisos que ha asumido nuestro país en cuanto a metas sobre Cambio Climático.

Por ello, es necesario plantear una alerta sobre los próximos años del Sector Eléctrico y la imperiosa necesidad que el Ministerio de Energía encare sin demora la revisión y actualización de las últimas proyecciones efectuadas en 2017.

Entre otros, deberían tenerse en cuenta los siguientes temas:

- Revisión de las hipótesis de crecimiento de la Demanda en base a los datos reales del año 2017 y primer semestre de 2018, y a las nuevas hipótesis de crecimiento macroeconómico;
- Impacto sobre la oferta de:
 - Cancelación de la 4° Central Nuclear y postergación del inicio de la 5° Central Nuclear;
 - Postergación del inicio del aprovechamiento hidroeléctrico Chihuido I (Neuquén);
 - Finalización de las concesiones hidroeléctricas otorgadas en la década de 1990
 - Demoras y postergaciones en la firma de los contratos e inicio de las obras de los proyectos de Energías Renovables no Convencionales (Planes Renov Ar y otras iniciativas);
 - Eventual postergación de las obras de los aprovechamientos hidroeléctricos del Río Santa Cruz;
 - Lanzamiento de licitación del aprovechamiento Portezuelo del Viento (Mendoza), por el sistema de Participación Público-Privada (PPP);
 - Lanzamiento sin fecha precisa de licitaciones para la construcción de nuevas líneas y estaciones de 500 kV por el sistema de PPP;
 - Yacyretá: definición de los cronogramas de ejecución de ampliación de la CH Yacyretá (465 MW) y de licitación y construcción de la CH Aña Cuá (270 MW).

Se enfrenta el riesgo que los faltantes de Oferta deban ser solucionados con la construcción de Centrales Térmicas de emergencia, abastecidas principalmente en base a gas natural y combustibles líquidos, postergando de esta forma la diversificación de la matriz energética, empeorando el perfil de emisiones de CO₂ del sector eléctrico y afectando el cumplimiento de los compromisos que ha asumido nuestro país en cuanto a metas sobre Cambio Climático.

2. Plan energético de largo plazo: requerimientos básicos

El Plan Energético requiere seguir una serie de pasos que fortalezcan sus postulados técnica y económicamente. Estos pasos deben tener los siguientes contenidos mínimos:

- 2.1 Realización de un diagnóstico integral de la situación actual. Este diagnóstico debe auscultar la totalidad de las cadenas energéticas y plantear sus fortalezas y debilidades. Sus elementos claves pueden resumirse de la siguiente forma:
 - a) estudio de la demanda de cada fuente de energía: principales determinantes de la demanda: recursos, precios, elasticidades, posibilidades de sustitución entre fuentes, tasas de penetración, eficiencia energética, etc.
 - b) evaluación de la infraestructura actualmente en funcionamiento: producción de hidrocarburos; generación de electricidad, abastecimiento de combustibles, instalaciones de transporte y almacenamiento de petróleo, gas natural y derivados, instalaciones de transmisión eléctrica. Identificación de congestiones y déficit en la producción local;

- c) competitividad de los mercados, evaluación de la concentración empresarial, posibilidades de generar competencia, incrementar la actividad privada y la innovación tecnológica. Impacto en la infraestructura de las importaciones necesarias.
- 2.2 Elaboración de escenarios de corto, mediano y largo plazo que planteen la expansión de la infraestructura óptima para atender el crecimiento esperado de la demanda, mediante modelos de optimización estableciendo las inversiones a realizar, su localización y la mejor tecnología a emplear en función de las políticas establecidas. Las restricciones por considerar deberán tener en cuenta:
- a) las instalaciones actualmente en construcción y con obligaciones contractuales, analizando los compromisos previamente contraídos y la conveniencia o no de su continuidad;
 - b) las normas legales que deben cumplirse como, por ejemplo, los mínimos requeridos para la penetración de la electricidad producida mediante energías renovables, la ley de energía nuclear, etc.
 - c) la existencia de estudios de factibilidad técnica, económica, ambiental y financiera de los proyectos incorporados en el elenco de obras;
 - d) objetivos de disminución de las emisiones de CO₂, mejoras de eficiencia energética, nuevas tecnologías a desarrollar;
 - e) calculo de los costos involucrados, y definición del costo marginal de largo plazo en cada cadena energética y sus interrelaciones (por ejemplo: gas-electricidad);
- 1.3 Selección del escenario óptimo, definición de las barreras y restricciones existentes; propuesta de un primer esquema de Plan Energético.

3. Validación del Plan Energético Estratégico

El Plan elaborado tiene que ser validado:

- 3.1 al interior del Gobierno y de las fuerzas políticas que lo conforman, luego de una discusión de políticas prioritarias, en los campos económico, ambiental, industrial, social y laboral, y la inserción de este plan en las mismas;
- 3.2 presentación y discusión con otras fuerzas políticas, gobiernos provinciales, empresas privadas y cámaras empresarias, UIA, gremios y sociedad civil, búsqueda de consensos con actores estratégicos;

- 3.3 Los consensos se cristalizan con la presentación del plan a través de un proyecto de ley a ser sancionada por el Congreso de la Nación, estableciendo la política nacional para el sector energético, explicitada en el Plan Energético Estratégico.

4. Etapa de Operación y Mantenimiento del Plan Energético

Siendo el Plan una estructura dinámica cuyas variables cambian inevitablemente, necesita ser permanentemente actualizado y monitoreado, controlando el cumplimiento de los objetivos planteados, y estableciendo las medidas correctivas adecuadas para un control efectivo de los grandes lineamientos.

En esta etapa se deben consolidar los recursos humanos y fortalecer la capacidad de análisis y seguimiento de los objetivos, con actualizaciones periódicas (por lo menos anuales) que vayan ajustando las hipótesis previas y validando en forma continua las hipótesis y las proyecciones realizadas.

Plan nuclear argentino

1. La energía nuclear en la Argentina: fortalezas y debilidades.

Como lo explicitara la *Declaración del IAE “General Mosconi”* sobre las decisiones de construcción de centrales nucleoelectricas para el período 2015-2019, publicada en abril de 2015: **“las centrales nucleoelectricas para la Argentina constituyen una alternativa eficaz para generación de electricidad”**.

La energía nuclear es una fuente energética que suministra electricidad de forma constante y masiva por unidad de generación, alta disponibilidad y larga extensión de la vida útil de las centrales, con costos de operación competitivos y probada eficiencia operativa⁹. Contribuye sustantivamente a la mitigación del cambio climático gracias a la energía libre de carbono que produce. Hay que destacar la factibilidad de acometer grandes emprendimientos nucleares con alta participación tecnológica e industrial argentina por el grado de desarrollo alcanzado a través de décadas de desarrollo en el sector.

Es así como la fuente nuclear es apta desde el punto de vista de preservación del ambiente y de impacto sustantivo a la hora de contribuir a diversificar la matriz energética argentina¹⁰, altamente dependiente de los combustibles fósiles en un contexto en el que su producción y dotación de reservas se halla en incesante caída.

Sin embargo, **los costos de instalación de las centrales nucleares son elevados y sus periodos de construcción extendidos en el tiempo**. En un contexto en el que la energía nuclear no cuenta con líneas de financiamiento ni garantías de organismos multilaterales, salvo para obras de remediación ambiental o de aplicaciones medicinales, esto puede constituirse en una amenaza a su viabilidad económica, y a la aceptación institucional y social de la energía nucleoelectrica como alternativa válida.

Es claro que las centrales nucleoelectricas son una alternativa eficaz de generación con la ventaja de no producir gases de efecto invernadero. Sin embargo, es necesario puntualizar que el Planeamiento Energético bien realizado no es una mera combinación de alternativas eficaces. Se trata de seleccionar alternativas de equipamiento **que además de ser eficaces, sean también eficientes** y que logren satisfacer la demanda a lo largo del tiempo con un costo óptimo para el usuario final. **Dicho de otra forma, el costo total de producción de las centrales importa y mucho, y por lo tanto nunca debería ser soslayado en una decisión racional de equipamiento**. En el caso de la nucleoelectricidad importa la consideración detallada a la hora de realizar la evaluación

⁹ Factores de disponibilidad: Atucha I en 40 años ha promediado un 78%; Embalse en 30 años un 87%.

¹⁰ En junio de este año, en un contexto de crecimiento del 5% interanual de la demanda eléctrica, con 2 centrales en operación (Atucha I y II) generando 717,5 GW-h en el mes, la fuente nuclear ha aportado un 6,06 % del consumo total, frente al 65,79% de la térmica, 26,4 de la hidroeléctrica y el 1,7% de las fuentes renovables no convencionales (según datos de CAMMESA).

de los proyectos la evaluación detallada de todos los costos de la cadena productiva desde la producción de los combustibles hasta la deposición final de los mismos.

2. La selección y gestión de los proyectos, un proceso complejo que puede ocasionar fuertes pérdidas

Es esencial que la gestión de los proyectos procure el estricto cumplimiento de los plazos de ejecución y costos programados de las obras. La Argentina inició exitosamente su historia en la materia con Atucha I y la Central Nuclear Embalse (CNE), entre finales de la década del 60 y comienzos de la década del 80, cumpliendo con los cronogramas y costos finales de la obra. Argentina consolidó con estos proyectos una posición de liderazgo regional ampliamente reconocida.

No obstante, los más grandes emprendimientos nucleares de las últimas décadas, la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP) y Atucha II, han sido malos ejemplos. Luego de iniciada la construcción de esta última en la década del '80, y a pesar de haber alcanzado un importante grado de avance en la construcción de la misma a fines de dicha década, decisiones posteriores hicieron que la Argentina debiera esperar más de 3 décadas para disponer de una central que entrega 745 MW, con una tecnología hoy desactualizada y a un elevado costo del MW instalado (difícil de calcular por la escasa información disponible, aunque ninguna estimación baja del doble de los valores que se manejan en el mundo para centrales de última generación y potencias mayores a los 1000 MW).¹¹

En este aspecto la construcción de Atucha II es sin duda uno de los peores ejemplos de la industria nuclear en el mundo, aunque hay otras experiencias que quizá la superan.¹² En este sentido y como bien se dijera en la declaración citada del IAE “una buena obra, con cronograma de ejecución excedido y con sobrecostos, se transforma por esa única razón en una mala obra” y ello constituye un factor de gran descrédito para los emprendimientos nucleares.

¹¹ La piedra fundamental de Atucha II se colocó en 1982; con casi un 80% de avance, la obra estuvo parada desde 1994; se reactivó en el 2006, con 700 millones de u\$s presupuestados para su terminación; entró en servicio comercial en 2014, sin que las autoridades del entonces MINPLAN informaran sobre las cifras finales invertidas, estimadas de manera conservadora en 3.000 millones de u\$; a lo que debe sumarse lo erogado antes del 2006, actualizado.

¹² En 2016 el reactor Watts Bar 2 en Tennessee, EEUU, se puso en marcha luego de 43 años de construcción, a un costo de 6500 millones de u\$s. Los EPR en construcción en Finlandia y en Francia, tienen grandes retrasos y elevado sobrecosto. Por la positiva vale mencionar: en 2005 y 2006 que la India arrancó 2 reactores Candu autóctonos de 540 MW cada uno en ajustados cronogramas (5 y 6 años) a costos muy acotados.

<https://cnnespanol.cnn.com/2016/10/20/estados-unidos-pone-en-marcha-su-primer-reactor-nuclear-en-20-anos/>

<http://www.daphnia.es/revista/47/articulo/846/Olkiluoto-3-o-el-fracaso-del-referente-nuclear-finlandes>

<https://www.theguardian.com/business/2018/apr/10/edf-warns-of-faults-at-nuclear-power-station-it-is-building-in-france> <https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=IN>

http://spain-india.org/files/documentos/152_DOC2015422720.pdf

El Instituto Mosconi estima que para no repetir estos lamentables inconvenientes, en el futuro debe evitarse el lanzamiento de proyectos inmaduros, entendiendo por inmaduros aquellos proyectos que no tengan realizado los **Estudios de Factibilidad Integrales que demuestren la viabilidad técnica económica, financiera y ambiental de los proyectos; y que estos cuenten con la aprobación de la autoridad estatal correspondiente.** Pero, además y muy importante es que el aprovechamiento seleccionado integre la alternativa de equipamiento de mínimo costo dentro del Planeamiento Energético Estratégico.

3. La energía nuclear y la aceptación social de los proyectos

Otro aspecto negativo es el temor que genera la actividad nuclear en algunos sectores de la comunidad, llegando al rechazo y al descarte de la opción como ha sucedido en países de Europa. En Argentina ese temor ha tenido que ver con falta de información a la sociedad y la escasa transparencia de las decisiones por parte del Estado, propio del autoritarismo gobernante en algunas etapas de nuestra historia reciente; o por el desinterés y abandono de su papel de promotor en otras; así ganó protagonismo la prédica antinuclear, generándose un campo fértil para la proliferación de normativas que impiden la actividad nuclear en municipios y provincias, muchas veces contraria a la legislación federal existente.

La producción de residuos radiactivos tampoco ayuda a la aceptación social de la generación nucleoelectrónica. Por ello, un programa nuclear socialmente sustentable debe contemplar alternativas para el manejo y disposición a largo plazo de los residuos, ya que en el corto y mediano las centrales tienen facilidades autosuficientes y seguras para ello; asimismo, los costos involucrados deben transparentarse y ser discutida su consideración dentro de la industria.

Es un hecho cierto y comprobable que la falta de gestión de los pasivos ambientales generados por la actividad nuclear a lo largo de mucho tiempo, en particular los de la minería del uranio en Córdoba, Mendoza y otras provincias argentinas, sin duda ha contribuido negativamente en la percepción de la opinión pública y ha generado conflictos con las comunidades locales que hoy se constituyen en trabas importantes a la actividad.

Se puede decir que en los últimos años hubo un relativo avance en los planes y obras de remediación.

Enfrentar las amenazas a la aceptación de la alternativa nuclear comienza por la definición de una política de Estado. Se debe dar un debate, utilizando las herramientas de la democracia, que redunde en la actualización del ordenamiento legal, fije los roles y

responsabilidades de los actores institucionales y provea las normativas específicas para la ejecución de los planes.¹³

4. La energía nuclear en el mundo y la región

Luego de la entrada en servicio de los dos primeros reactores nucleares en la década del '50 del siglo XX¹⁴ y su gran crecimiento durante los '70, y la primera mitad de los '80, la energía nuclear mantiene una importante participación como fuente primaria de energía. **Los 453 reactores nucleares actualmente en operación en 31 países tienen una capacidad instalada de 398 GW. En la UE, los 126 reactores instalados en 14 de sus 28 países producen el 27 % de la electricidad consumida. Según datos actualizados del Organismo Internacional de Energía Atómica hay 57 unidades en construcción** en 17 países, la mayor parte de ellos en Asia (liderando China con 15 e India con 7)¹⁵.

Todo esto habla de la fuerte inserción global de la energía nuclear, como fuente primaria de energía. No obstante, hay que señalar que no todo marcha sobre ruedas para la industria: la participación de la generación nucleoelectrica en el balance energético mundial ha caído de un 17,5% al **11,5% del total en 20 años**, en 2017 han entrado en servicio 12 reactores menos que lo planificado y se han abandonado 2 de los 4 en construcción en EEUU, mientras Alemania y Suiza han acortado los plazos para clausurar todas sus plantas; la situación ha tenido impacto económico-financiero en las grandes constructoras¹⁶.

La ralentización nuclear se manifiesta sobre todo en Occidente, donde la energía nuclear debe lidiar con grandes condicionantes: opinión pública contraria, aumento de los costos de instalación por una regulación más exigente luego del accidente de Fukushima, mejora de la competitividad de las fuentes renovables no convencionales por reducción creciente de costos de instalación y operación y acceso a mejores condiciones de financiación.

¹³ Es aleccionador el fallido intento en 2016/2017 de definir el emplazamiento de la propuesta V Central en la Provincia de Río Negro; se obvió el debate parlamentario, mantenido sobre estudios de factibilidad exhaustivos, necesario para una obra de tamaño trascendencia y todo volvió a foja cero luego que el Gobernador se retractó por supuestas presiones ambientalistas.

¹⁴ En 1951, se puso en marcha el EBR-I (reactor reproductor experimental), en Idaho, EEUU., en 1954, en **Obninsk**, en la entonces URSS, se conectó a la red el **AM-1 de 5 MWe, que operó hasta 2002.**

https://www.iaea.org/sites/default/files/16304700712_es.pdf

<https://www.ne.anl.gov/About/hn/news111220.shtml>

¹⁵ <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByCountry.aspx>

<https://www.worldnuclearreport.org/World-Nuclear-Industry-Status-as-of-1-January-2018.html#viz>

<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>

¹⁶ Cesación de pagos de Toshiba-Westinghouse en EEUU y plan de salvataje financiero de la francesa AREVA Nuclear Power, absorbida por EDF en sociedad con Mitsubishi Heavy Industries y el grupo de ingeniería francés Assystem, dando lugar al renacimiento de Framatome.

Les Echos, France https://www.lesechos.fr/04/01/2018/lesechos.fr/0301103520912_nucleaire---edf-ressuscite-la-marque-framatome.htm

Sobre esta realidad, sin embargo, hay fundadas opiniones que concluyen que, precisamente en los últimos 20 años, el crecimiento de energías como la eólica y la solar, no ha sido lo suficientemente rápido para compensar la merma de la nuclear en el objetivo de reemplazar la generación con combustibles fósiles, lo que ha llevado al aumento global de las emisiones de carbono en ese período. Parecería que China e India, aunque más por la necesidad de crecimiento acelerado de sus economías que por consideraciones ambientales, han mantenido sus programas nucleares (aun cuando en los mismos la generación con fuentes alternativas tiene la delantera frente a la nuclear).

En Sudamérica, los únicos países que cuentan con reactores nucleares de potencia son Argentina y Brasil. Perú cuenta con un reactor de investigación de 10 MW construido con tecnología, provisión de componentes y dirección del proyecto por parte de nuestro país a través de la CNEA. Chile tiene dos reactores experimentales: uno de 5 MW y el otro de 10 MW; ambos países destinan sus reactores a la producción de radioisótopos medicinales y de otras aplicaciones y a la educación y formación de recursos humanos. Tanto Venezuela como Bolivia manifestaron su interés en desarrollar la actividad nuclear. La primera llegó a firmar un contrato con Rusia en 2010 para la instalación de un reactor de potencia, proyecto que se congeló luego del accidente de Fukushima.

Brasil tiene dos reactores de potencia en operación y uno en construcción, los tres PWR (uranio enriquecido y agua liviana). Angra 1, de 630 MWe provisto por Westinghouse opera desde 1985; Angra 2 de 1.350 MWe que entró en servicio en el 2000 y Angra 3 de 1.405 MW, aún sin terminar, fueron ambas provistas por Siemens/KWU, ahora devenida en Framatome); esta última, cuya entrada en servicio se espera para 2021, es otra mala experiencia de la industria nuclear.¹⁷

Parte del uranio enriquecido necesario para Angra I es producido por su planta de enriquecimiento por centrífugas, y en 2019 concluiría su primera fase del programa, esto es abastecer el 100% de las necesidades de ese reactor. La segunda fase arrancarían en 2022 hasta cubrir la demanda de Angra 2 y 3. En 2016, la INB, empresa estatal que maneja el ciclo del combustible, exportó uranio enriquecido a la Argentina.¹⁸

Por otro lado, Brasil puso en marcha la construcción del Reactor Multipropósito Brasileño (RMB) de 30 MW. Es un reactor de investigación, producción de radioisótopos y de otras fuentes radiactivas, así como también para ensayos en el desarrollo de materiales de uso nuclear.

¹⁷ Iniciada en 1984, su construcción estuvo detenida por casi 25 años y sumaría un costo total de alrededor de 6.000 millones de dólares. Se llegó al punto de enfrentar el perverso dilema entre la cancelación del proyecto o su continuidad, a costos similares: al momento de su continuación en 2010, los primeros se estimaba en 3.200 millones de u\$s, contra los 4.500 presupuestados para su continuación.

<https://epocanegocios.globo.com/Empresa/noticia/2017/10/epde-oca-negocios-perspectiva-da-eletrabras-e-de-cerca-de-quatro-anos-para-concluir-angra-3.html>

¹⁸ http://es.brasil247.com/es/247/economia_y_negocios/8434/Brasil-prepara-segunda-fase-de-enriquecimiento-de-uranio.htm

<http://www.lavoz.com.ar/politica/brasil-enviara-argentina-su-primer-embarque-de-uranio-enriquecido>

5. La cooperación nuclear en la región

El RMB mencionado es un buen ejemplo de cooperación entre la Argentina y su principal socio del Mercosur. Es uno de los pocos temas nucleares que prosperaron dentro del plan de cooperación entre ambos países lanzado en 2008. El acuerdo suscrito en 2010 entre la CNEA y CNEN (Brasil) contemplaba la realización, en paralelo, de la ingeniería conceptual y básica de dos proyectos de reactores similares, el RMB para ser construido en Brasil y el RA-10 para ser instalado en Argentina, que hoy se halla en construcción en el Centro Atómico Ezeiza. La cooperación significó la adopción de una importante proporción de componentes con diseños semejantes para ambos reactores; además de la convergencia tecnológica, ello redundó en el abaratamiento de los costos para ambas partes por la realización de la ingeniería por parte de INVAP.

No se avanzó en cambio en las ambiciosas propuestas nucleares del 2008. Se había cortado camino formulando objetivos de largo plazo y alto impacto político sin la necesaria y ajustada caracterización del estadio de desarrollo, capacidades y tecnologías en uso en ambos países.¹⁹

Como antecedente, en el 2000, se habían establecido conversaciones para constituir la ABAEN (Agencia Brasil Argentina de Energía Nuclear). Bajo una visión más realista se fijaba un marco de acción cauteloso, pensado con objetivos sostenidos, y con horizonte en el largo plazo. Esto no prosperó luego del cambio de Gobierno en 2002.

Es valiosa la existencia de la ABACC (Agencia Binacional de Contabilidad y Control de Material Nuclear), como instancia de cooperación en el plano de las políticas de no proliferación. También es deseable la cooperación con Brasil vinculada a proyectos nucleares conjuntos, tanto por razones tecnológicas y financieras, como por las necesidades que plantea una realidad internacional que valora las asociaciones estratégicas regionales. Hoy la complementación es posible en muchas áreas: radioisótopos, reactores de investigación y sus ciclos de combustibles, medicina nuclear, regulación, formación de recursos humanos, incremento de servicios recíprocos a las centrales nucleares (de ingeniería, mantenimiento, control radiológico), por citar las más relevantes.

La existencia de tecnologías diferentes en materia de centrales nucleares de potencia es una realidad que hace menos cercana la cooperación en este campo. La matriz de decisión

¹⁹ Los acuerdos, de nivel presidencial, alcanzados en esa oportunidad proponían: 1) desarrollar un modelo de reactor nuclear de potencia para atender las necesidades de los sistemas eléctricos de ambos países y, eventualmente, de la región, 2) definir un proyecto común en el área del ciclo de combustible nuclear, 3) constituir una empresa binacional de enriquecimiento de uranio, para lo cual se instruyó a los organismos competentes para que inicien las negociaciones pertinentes y 4) se constituyó una comisión para gestionar los acuerdos (Comisión Binacional de Energía Nuclear, COBEN, copresidida por CNEA y CNEN e integrada por ambas cancillerías). Sin el apoyo del MINPLAN del lado argentino, la mayoría de los proyectos conjuntos formulados no alcanzaron resultados y languidecieron hasta ser abandonados hacia fines de 2012.

sobre las futuras centrales nucleares argentinas debería tener a este tema como uno de sus insumos.

La discusión en materia de enriquecimiento de uranio debe darse sobre la base del sinceramiento del estado en el tema, esto es el reconocimiento de la asimetría existente en el sentido de la manifiesta ventaja que lleva Brasil.

La historia de la cooperación en materia nuclear con Brasil ha tenido más discontinuidad que logros a lo largo de muchos años; se plantea la necesidad de darle nivel institucional, en el marco de políticas convergentes definidas por ambos Estados, que fijen planes de corto, mediano y largo plazo e implementen su aplicación a través de mecanismos estables.

6. Temas relevantes en un nuevo Plan Nuclear

6.1 Adecuación de las normativas y organización del área

Un Nuevo Plan Nuclear que defina una política de Estado en la materia deberá adecuar la normativa que regula las actividades nucleares y establece la organización, funciones y misiones de los organismos y entes del sector (CNEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A., y empresas vinculadas). Se destaca que la legislación integral más reciente data del año 1997, Ley de la Actividad Nuclear 24.804.

6.2 La Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA)

La CNEA deberá ejercer activamente su rol histórico de promotor de la actividad nuclear en la Argentina y de asesor del Poder Ejecutivo, asumiendo la responsabilidad de proponer la tecnología, el tipo y el módulo de las centrales nucleares a instalarse en el marco del plan energético estratégico nacional, según los requerimientos de este.

Asimismo, debe constituirse en el respaldo científico-tecnológico de un nuevo plan nuclear llevando a cabo la investigación y el desarrollo de avanzada, adecuados a los requerimientos del plan estratégico.

6.3 Nucleoeléctrica Argentina SA (NA-SA)

La ley 24.804 le asigna el rol de operador de las centrales nucleares. Desde el 2009 ha sumado a la función anterior el papel de constructor (arquitecto-ingeniero) para la finalización de Atucha II, y el desarrollo del reactor CAREM 25. Desde el 2017 fue apartada de este último proyecto. Será necesario revisar sus misiones a la luz de los resultados y de la experiencia nacional e internacional.

6.4 Empresas vinculadas

En base a la extensa experiencia de la relación de la CNEA con las empresas NASA, CONUAR-FAE, DIOXITEK, ENSI e INVAP, es preciso estudiar las formas de vinculación y el papel del organismo nuclear en el seno de estas. De un análisis específico para cada una de ellas deberán surgir las políticas y las acciones que adecuen este frente empresario a la nueva etapa. Todas las empresas vinculadas deberán elaborar “Planes de Negocio”, viables que deberán ser aprobados por las instancias ministeriales correspondientes.

6.5 Proyectos y líneas de trabajo de la CNEA

Deberán revisarse los proyectos y líneas de trabajo en curso, establecer los temas prioritarios y garantizar su financiamiento, en el marco de una aplicación eficiente de los recursos a fin del cumplimiento de metas y objetivos.

La CNEA tiene actualmente los dos emprendimientos en curso de mayor envergadura del sector nuclear. Uno es el CAREM 25, cuya continuidad y finalización en plazos razonables deberá garantizarse. Según declaraciones públicas oficiales, la misma está prevista para 2022 a un costo total final cercano a los 700 millones de u\$s. La operación de este reactor experimental, innovativo, permitirá demostrar su tecnología, cerrando el ciclo de un desarrollo largamente postergado.

Concluida la etapa de demostración, el pasaje a la etapa de desarrollo de venta de unidades comerciales deberá estar sujeta a estudios de factibilidad y procedimientos seguidos en la instalación de centrales nucleares que establezcan los respectivos Planes de Negocio.

El otro proyecto de gran trascendencia es el reactor multipropósito RA-10, que potenciará la producción de radioisótopos. Son de gran importancia también los proyectos de instalación de facilidades de medicina nuclear, que deben constituirse en un factor igualador en cuanto al acceso a la salud pública de la población de diferentes lugares de nuestro país.

6.6 Política para el uranio, ciclo del combustible nuclear y enriquecimiento

La decisión en ciernes sobre el tipo de reactores futuros implica definir políticas acordes para el ciclo del combustible nuclear. Se debe explicitar que la producción nacional de uranio lleva 23 años interrumpida.

El llamado “Plan Nuclear del 2006” proponía su reactivación, sin que hasta hoy se haya concretado. **De esta manera la generación nucleoelectrónica depende totalmente de un suministro externo con el consiguiente resentimiento de la seguridad energética.**

Es responsabilidad de la CNEA impulsar una política en materia de exploración, explotación y producción de uranio en la Argentina; asimismo ella debe velar por mantener la capacidad propia de fabricación y la seguridad de suministro del combustible

nuclear para las centrales futuras. Se debe mencionar que en este contexto no parece oportuno impulsar la privatización de parte de las acciones de la etapa de conversión a dióxido de uranio como lo establece el Decreto 882/17 respecto a DIOXITEK, sin antes definir una política integral para el sector.

Es necesario tratar la cuestión del uranio enriquecido de manera acorde a su carácter estratégico, más aun considerando que en el horizonte nuclear argentino asoman las centrales que se alimentan con él. Se han mal invertido recursos y perdido tiempo en reactivar una instalación de tecnología justificable de desarrollar en los '70, pero hoy descartada en el mundo y que no conduce a la producción industrial-comercial²⁰.

Una estrategia realista debe considerar para el largo plazo el desarrollo de una tecnología innovativa como es el enriquecimiento láser, que ha tenido logros importantes en su etapa conceptual; esta política debe ser acompañada de acciones en el corto-mediano plazo que busquen algún tipo de asociación o al menos un buen acuerdo comercial con nuestros vecinos del Brasil, que ya están en la etapa de producción comercial de uranio enriquecido.

6.7 Agua Pesada

Se deberá definir una política para la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP). Habiendo sido desestimado un reactor Candu-chino para la IV Central, su horizonte de operación se ve reducido drásticamente: acumular stock de reposición para las centrales en servicio no le tomaría más de 3 años²¹.

El mercado internacional no ofrece oportunidades a corto plazo para volúmenes importantes. Son pocos los países con centrales PHWR y todos ellos tienen asegurada la provisión inmediata de agua pesada para las mismas (China e India con su propia producción; Canadá, antes de cerrar todas sus plantas acumuló un ponderable stock).

Sin embargo, surge la expectativa a futuro con la India, que aprobó la construcción adicional de diez reactores PHWR de 700 MW cada uno. Hay razones técnicas que habilitarían a especular que podrían necesitar aprovisionarse de parte del agua pesada requerida en el mercado internacional; ello ameritaría explorar esta posibilidad de exportación²²⁻²³.

²⁰Ver Artículo de la Revista Nuclear Engineering International (NEI Magazine), “Goodbye Gaseous Diffusion”, 9/10/13, Meade y Supko : <http://www.neimagazine.com/features/featuregoodbye-gaseous-diffusion/>

²¹La PIAP tiene una capacidad de 200 t/año, en 2 líneas gemelas; siempre se operó con una, siendo su capacidad nominal algo más de 100 t/año.

²²Datos a 2015: India tiene 6 plantas con capacidad total de unos 450 t/año (módulos promedio de 80 t) y una red eléctrica inestable que produce reiteradas paradas lo que hace poco eficiente su performance; http://www.hwb.gov.in/htmldocs/plants/plants_index.asp;

²³<https://www.hindustantimes.com/india-news/govt-gives-approval-financial-sanction-to-build-12-nuclear-power-reactors/story-dcu2eZHRf6oNCMnqY5Fx2N.html>

6.8 Centrales Nucleares

Los próximos reactores nucleares en el país deberán ser parte del plan energético estratégico, esto es incorporar potencia nuclear en el tiempo acorde al perfil de la matriz energética planificada, y no en forma autónoma predefinida por ninguna instancia ajena a la Planificación Energética.

Las tecnologías de generación nucleoelectrica comercial a adoptar deben evaluarse atendiendo a consideraciones sobre competitividad y confiabilidad, y experiencias de su utilización en el mundo. Al respecto, según datos del Organismo Internacional de la Energía Atómica cabe mencionar la amplia ventaja de implantación de los reactores PWR (uranio enriquecido): más del 65% de los reactores en operación son de esta tecnología, mientras que los PHWR (uranio natural) no superan el 10%²⁴. En cualquier caso, se debería buscar que con la IV Central quede definida la línea futura del parque nuclear argentino.

Asimismo, la instalación de una central nucleoelectrica exige un estudio de factibilidad técnico, económico-financiero y ambiental, independiente del promotor de esta; los recursos públicos comprometidos para su financiamiento deben serlo por ley, y deben definirse los mecanismos que aseguren su disponibilidad a lo largo de la obra.

En consideración de lo expuesto, y estando aún pendientes definiciones y políticas para la contratación de la llamada IV Central, se deberá revisar lo actuado hasta el presente en esta cuestión.

Respecto a las centrales en operación, concluida Atucha II y la extensión de vida de la Central Nuclear de Embalse por un nuevo ciclo de 30 años (según informó NASA entrará nuevamente en servicio en breve), **queda pendiente la definición del futuro de Atucha I, a la que este año se le extendió la licencia de operación hasta septiembre de 2024** (o 5 años de operación a plena potencia). Es de importancia encarar el estudio que evalúe la conveniencia de extensión de vida o la salida definitiva de servicio de esta última.

²⁴Datos actuales OIEA: <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByType.aspx>

La venta de acciones de Transener analizada en el marco del decreto 882/2017.

El Decreto 882/17 del 31/10/2017, publicado en el Boletín Oficial un día después, contiene decisiones acerca de emprendimientos de obras públicas de envergadura y sobre venta de participaciones societarias, activos y proyectos.

La venta de las acciones de **ENARSA** en CITELEC S.A. (una de esas decisiones), nos conduce a ocuparnos de la empresa estatal en el marco de aquel decreto.

ENARSA (Energía Argentina S.A.) se fusiona con **EBISA** (Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.) y en ese proceso **ENARSA** absorbe a **EBISA** y cambia de nombre: se llamará **Integración Energética Argentina S.A. (IEASA)**.

Recordemos que EBISA fue creada en 1997 (Decreto 616/1997), y tuvo a su cargo la comercialización de la energía eléctrica proveniente de los aprovechamientos binacionales e interconexiones internacionales que estuvieron asignados anteriormente a Agua y Energía Eléctrica S.E., así como también el desarrollo de estudios, proyectos, inspección, dirección de obras, planes y otras actividades relacionadas con la Hidroenergía. Entre ellos se destacan los estudios para el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del tramo del río Uruguay compartido entre Argentina y Brasil, y la evaluación de diferentes alternativas, que confluyen en el actual proyecto Garabí Panambí, como contraparte en el convenio vigente con ELETROBRAS. Con la fusión mencionada, Integración Energética Argentina S.A. (ex ENARSA) es el ente jurídico que sucede a EBISA, absorbiéndole todos sus activos.

La ex ENARSA (hoy IEASA) mantiene su objeto social que por estatuto es amplísimo. Lo recuerda precisamente el Decreto 882/17 en uno de sus considerandos. Puede por sí o asociada estudiar, explorar y explotar hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos; transportar, almacenar, distribuir, comercializar e industrializar esos productos y sus derivados; prestar todos los servicios vinculados al servicio público de gas; generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica y como si todo ello fuera escaso, realizar actividades comerciales de carácter múltiple vinculadas con los bienes energéticos.

Acorde con semejante capacidad estatutaria el Decreto 882/2017, dispone que las obras públicas actualmente a cargo del Ministerio de Energía y Minería (MINEM), ahora Secretaria de Energía, serán continuadas en carácter de comitente por Integración Energética Argentina S.A. Ellas son: I) Proyecto del aprovechamiento hidroeléctrico del Río Santa Cruz, cuyas centrales se denominarán “Cóndor Cliff y La Barrancosa”, recuperando así su denominación original. II) Central Térmica Río Turbio; III) Gasoducto Regional Centro II – Esperanza/Rafaela y Sunchales; IV) Gasoducto Sistema Cordillerano/Patagónico; V) Gasoducto Cordillerano y VI) Gasoducto de la Costa.

También se le otorgó a Integración Energética Argentina S.A. la concesión para la generación de la Energía Eléctrica de las centrales hidroeléctricas a construir en el Río Santa Cruz ya mencionadas, cuyo contrato deberá prever la posibilidad de su transferencia a la propiedad privada.

Además, el MINEM deberá impulsar las medidas para que Integración Energética Argentina S.A. proceda a la venta, cesión o transferencia de los activos de las Centrales Térmicas Ensenada de Barragán y Brigadier López y los activos y derechos del proyecto de la Central Termoeléctrica Belgrano II.-

Después de abrumar a Integración Energética Argentina S.A. con una carga de obras que requieren de una capacidad operativa y de gestión con que no cuenta, el decreto la priva de un activo que solo le asegura al Estado satisfacciones e ingresos: sus acciones en TRANSENER S.A.

Esta es la empresa fundamental en el sistema de transmisión de la energía en extra alta tensión en todo el país. Es un monopolio natural y tiene una concesión vigente por más de 60 años. Después de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), vigente desde febrero de 2017, presenta resultados y balance favorables que permitieron un crecimiento notable en el valor de sus acciones, que cotizan en la Bolsa de Buenos Aires.

TRANSENER S.A., es controlada por CITELEC S.A. (Compañía Inversora de Transmisión Eléctrica S.A.) porque posee el 52% de las acciones de aquella.

ENARSA y Pampa Energía S.A. son, a su vez, los accionistas de CITELEC que reparten por partes iguales su capital accionario, y por lo tanto son a través de ella las controladoras de TRANSENER S.A.

ENARSA accedió al 50% de CITELEC S.A. en septiembre de 2016, cuando compró el 25% de las acciones de Electroingeniería S.A. y las sumó al otro 25% que ya poseía.

El Decreto 882/17 sorprendió, entonces, con la decisión de vender las acciones de ENARSA en CITELEC S.A., aduciendo sólo la razón meramente económica de aprovechar una oportunidad de negocio.

El Poder Ejecutivo Nacional compró las acciones a un precio razonable en 2016; se aprobó la Revisión Tarifaria Integral en 2017, y poco tiempo después se dispuso a venderlas a un precio superior, argumentando que esa fue la idea que motivó la compra. Así se pretende realizar un negocio rentable, pero perdiendo a la vez el que le aseguraría una concesión por largos años. Es decir, se pierde la participación en el control sobre el transporte de energía por el ingreso de una venta que no incide en el total de las cuentas públicas.

Esa postura no coincide, por cierto, con lo que pensaban los que tomaron la iniciativa de la conveniencia de la compra, ejerciendo el derecho de preferencia, y la impulsaron hasta concretarla. Aquella intervención fue guiada por un criterio estratégico que se entiende, en el marco de una política energética distinta, y en una planificación a mediano y largo

plazo. TRANSENER SA es la columna vertebral del sistema eléctrico argentino en extra alta tensión, que permitirá en el futuro la expansión necesaria para conectar los nuevos sistemas de generación.

Por ese motivo el IAE señala la conveniencia de modificar el Decreto 882/2017, manteniendo los objetivos de vender las centrales térmicas allí indicadas, y preservando los intereses de IEASA y del Estado Nacional en Transener SA, no modificando la estructura de su capital accionario.

Por otra parte, también se sugiere redactar una reglamentación al Decreto que especifique los medios, organización y metodología que se le asignan a IEASA para poder llevar a cabo la construcción de las obras públicas que se le han encomendado.

Propuesta para el desarrollo de la hidroelectricidad en la Argentina

1. Escenarios de planificación hidroeléctrica: estado actual y perspectivas

- La energía hidráulica es el recurso renovable más usado en los sistemas eléctricos del mundo. Tiene una antigüedad de más de un siglo, y hoy representa el 14 % de la producción global de energía eléctrica.
- En Argentina se verifica en los últimos 25 años una caída de la participación hidroeléctrica en la generación total de energía eléctrica (bajó de más del 50% en 1990 al 30% actual). Argentina es uno de los pocos países en América Latina que perdieron participación de energía renovable en la producción total de electricidad en las últimas décadas.
- La pérdida relativa de participación de la energía renovable no puede ser compensada por la incorporación de nuevas instalaciones eólicas y solares, como consecuencia del Plan Renovar. Por ello, la participación total de la energía renovable va a continuar cayendo, aunque el Plan Renovar sea muy exitoso. Ello generará un incumplimiento de los compromisos asumidos por la Argentina en el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático en 2015, y sus ratificaciones posteriores.
- Las centrales hidroeléctricas con embalse son aptas para suministrar potencia garantizada al sistema, y ofrecen la única manera de alcanzar altas proporciones de energía renovable (como, por ejemplo, volver a superar el 50%) en la generación eléctrica.
- Las centrales hidroeléctricas futuras deben ser consideradas dentro de la solución técnica, económica y ambiental más conveniente, de un Plan Energético Estratégico general que Argentina todavía no posee.
- Para ello, las centrales hidroeléctricas, antes de ser decidida su inclusión en dicho Plan, deben contar con los correspondientes “Estudios de factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental completos” y aprobados por las autoridades cuando ello corresponda, y los análisis regulatorios e institucionales necesarios para que se inserten en el Sistema Argentino de Interconexión: SADI; (por ej. régimen de concesión, duración de la misma, contrato de largo plazo, operador, sistema de transmisión). Existe un marcado atraso en esta cuestión que se ha agravado en los últimos años.

- Los aprovechamientos hidroeléctricos se desarrollan solo si existe una decisión política, debido a que los ríos son recursos de propiedad imprescriptible e inalienable del Estado (federal o provincial, según corresponda por su jurisdicción) y que involucran a muchos sectores económicos e institucionales diferentes (provisión de agua para usos domésticos y urbanos, riego, atenuación de crecidas, navegación, turismo, etc.).
- La empresa estatal EBISA, ahora parte de Integración Energética Argentina S.A. (IEASA), ha publicado en su página web un Inventario de obras actualizado, con la mejor información de cada proyecto²⁵.

2. La necesidad de reformular el prdenamiento institucional del sector

- La conducción institucional y las decisiones del Estado Nacional sobre los aprovechamientos hidroeléctricos deben contar con una única autoridad política y con un “Ente Ejecutor”, pero actualmente no se encuentran definidas ninguna de estas figuras.
- Los ríos son recursos naturales provinciales, pero las grandes centrales se encuentran, en general, en las provincias de menor capacidad económica, por lo que las resoluciones sobre su proyecto y construcción dependen fundamentalmente del Estado Nacional, con una participación importante de las Provincias involucradas en cada caso.
- En la actualidad la conducción y la toma de decisiones sobre la ejecución de aprovechamientos Hidroeléctricas se reparten entre la Secretaria de Infraestructura y Política Hídrica (SIPH), que depende del Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda (MIOPyV) (por ejemplo: el aprovechamiento Chihuido en Neuquén) y la Secretaria de Energía (por ejemplo; las centrales del Río Santa Cruz). Esto no permite una planificación y toma de decisiones adecuadas.
- En lo referente al “Ente Ejecutor”, es necesario asignar esta responsabilidad a una institución con acreditada capacidad técnica y de gestión, apropiada a la envergadura de las funciones a realizar.
- La falta de proyectos terminados y en condiciones de licitar, condición indispensable para incorporar el emprendimiento en un Plan Energético, es una fuerte limitación que no está en vías de superarse, porque los estudios y proyectos

²⁵ <http://www.ebisa.com.ar/plataforma.php>

no se encuentran en ejecución. El avance de estos debe ser liderado por el “Ente Ejecutor” para los aprovechamientos hidroeléctricos cuya creación propiciamos.

- Una vía que sugerimos explorar es encomendar esta tarea a la ex EBISA, que debería ser reorganizada y fortalecida para cumplir el nuevo rol, transformándola en una empresa hidroeléctrica específica, con algunas características y funciones similares a las que tuvo la empresa Hidronor en la construcción de aprovechamientos de propósitos múltiples (1967-1993), aunque no necesariamente responsable directa de la explotación de las obras. Para ello será necesario modificar el Decreto PE 882/18 por el cual EBISA fue absorbida por la ex empresa estatal ENARSA, hoy IEASA (Integración Energética Argentina S.A.).

3. Tratamiento de las concesiones de las centrales hidroeléctricas en el año 2023

- Las principales centrales hidroeléctricas nacionales (Alicurá; Piedra del Águila; Planicie Banderita, Chocón; etc.) están operadas bajo el régimen de concesiones que finalizan en 2023.
- Otras centrales hidráulicas más pequeñas están bajo régimen de concesiones que vencen en el 2024 y siguientes.
- Estas concesiones fueron otorgadas por montos muy bajos en relación con las inversiones realizadas por el Estado, a través de Hidronor S.A. y de Agua y Energía Eléctrica S.E.
- El Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” (IAE) se opuso a estas concesiones en el momento de la firma de los contratos en la década del 90 por considerarlas inconvenientes. La experiencia probó, en casi un cuarto de siglo transcurrido, que este sector quedó totalmente congelado, sin nuevos proyectos ni obras y sin reinversión en las centrales existentes.
- El IAE propone en consecuencia que al término de los plazos concesionales (2023 y siguientes según corresponda) las concesiones reviertan a los Concedentes según lo establezcan los respectivos contratos de Concesión.
- El IAE asume que la producción de estas centrales -que ya están amortizadas casi totalmente- genera una renta que debería aportar fondos para la renovación de los equipos de las centrales existentes (los equipos electromecánicos son muy antiguos y necesitan ser renovados en su totalidad), y asegurar parcialmente el financiamiento de nuevas centrales, y el desarrollo de estudios y proyectos de

aprovechamientos hidroeléctricos, tarea en gran parte discontinuada desde hace un cuarto de siglo.

- Queda por definir, desde el momento actual hasta 2023, las formas en que continuará la gestión de los aprovechamientos hidroeléctricos cuya concesión vence en ese año.
- El tiempo es más que suficiente para diseñar un nuevo sistema institucional de operación, mantenimiento y de inversión en nuevas obras que aseguren la sustentabilidad del sistema; y que Argentina pueda cumplir con los objetivos de incorporación de Energía Renovable que establezca el Plan Energético Nacional una vez que este sea aprobado²⁶, y con los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asumidos por el país ante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC).

4. Recursos financieros para proyectos hidroeléctricos

- Los contratos de Participación Público Privada (PPP) pueden ser una oportunidad, si se resuelve el problema del acceso a garantías para el recupero del capital, que pone en duda la generación de fondos propios.
- Los Organismos Multilaterales de Crédito (BID, Banco Mundial, CAF) han sido el principal recurso para el financiamiento de los aprovechamientos de propósitos múltiples, y pueden continuar significando un aporte importante, si se complementan con recursos de un fondo específico.
- Otra fuente de financiamiento son los créditos de proveedores, que se disponen fácilmente cuando los equipos se licitan por separado de las obras civiles.
- La Entidad Binacional Yacyretá (EBY) tiene recursos generados por la venta de energía. Actualmente invertiría en la central del Brazo Aña Cuá y en la renovación de las turbinas. Además, aporta permanentemente recursos para obras solicitadas por las provincias de Corrientes y Misiones y por el Paraguay, que son desembolsos a fondo perdido y que le generan nuevos gastos de mantenimiento ya que luego no puede concretar las transferencias de las obras a los municipios.

²⁶ Por ejemplo, Si las centrales revierten al Estado, se puede licitar la Operación y el Mantenimiento, definiendo muy bien el límite de los trabajos a realizar por el operador y las inversiones de renovación de equipos que se deberían realizar por separado, mediante licitaciones públicas.

- Los Acuerdos País – País, especialmente los convenios con China son una posibilidad, pero, deberían ser el resultado de la participación en procesos licitatorios, para dar transparencia y asegurar un precio justo.
- Los recursos financieros y ventajas impositivas del Plan Renovar deberían abarcar a las centrales hidroeléctricas (actualmente solo incluye a las de menos de 50 MW de potencia instalada). Si el límite de potencia fuera modificado o eliminado, podría servir para viabilizar proyectos hidroeléctricos medianos.

5. Casos especiales

- Los presidentes de Argentina, Mauricio Macri, y de Paraguay, Horacio Cartes, firmaron un acuerdo que regulariza y resuelve los conflictos que restaban sobre el financiamiento del aprovechamiento de propósito múltiple Yacyretá. Este acuerdo trata sobre los compromisos financieros que estaban pendientes. Por lo tanto, quedaron saneadas las cuentas entre los dos países y con la Entidad Binacional Yacyreta (EBY), la cual resulta deudora de 4.200 millones de dólares a la Argentina.
- Esto podría facilitar otros acuerdos pendientes y, en determinadas circunstancias poder avanzar con el aprovechamiento binacional de Corpus Christi.
- Con relación a los aprovechamientos de Corpus Christi, sobre el río Paraná, y del Alto Uruguay, la Provincia de Misiones dictó una ley que impide la implementación de estos proyectos, que son muy convenientes e importantes, pero solo se pueden llevar a cabo preferiblemente mediante una negociación política seria con dicha Provincia, sin tener que recurrir a una intervención de la Corte Suprema de Justicia de la Nación.
- El IAE propone un análisis sobre el estado de situación con vistas a alcanzar el resultado más satisfactorio posible en esta cuestión. Un análisis actualizado de pros y contras podría, con nuevos elementos de juicio, modificar o ratificar decisiones adoptadas en el pasado.

La exploración de hidrocarburos en cuencas convencionales: fuerte déficit de las políticas energéticas de los últimos lustros hasta el presente

1. La Declaración de compromiso sobre política energética

El apartado correspondiente al desarrollo de la actividad exploratoria del petróleo presente en la *Declaración de compromiso sobre política energética* firmada por los precandidatos a la Presidencia de la Nación y principales líderes políticos en 2014 es el siguiente:

“Se promoverá un programa exploratorio de hidrocarburos que abarque tanto las cuencas sedimentarias convencionales como no convencionales recurriendo para ello a la licitación pública internacional. Para los modelos contractuales se tomará en cuenta la experiencia internacional y los antecedentes exitosos en la región”.

2. El Inventario de las Reservas Comprobadas de Hidrocarburos en 2018 muestra la decadencia estructural y la continuidad de resultados negativos.

Según datos oficiales de la Secretaría de Energía en Argentina en 2016 las reservas comprobadas de petróleo fueron un 17,2% inferiores [344,52 millones de m³] a las registradas en el año 2007. Esto implica que han caído a una tasa anual equivalente al 2,1% en dicho periodo. Un descenso aún más pronunciado se produce con las reservas probadas del gas natural, en este caso se verifica que son apenas el 40 % de las que existían a comienzos del siglo 21.

3. La Política exploratoria. Estado de situación hasta septiembre de 2018

Sucintamente, puede afirmarse que -en sentido estricto-, no son sucedáneos del PROGRAMA EXPLORATORIO que postula la declaración de compromiso, ni el régimen de promoción de la Resolución MINEM 46/2017, que está concebida como un régimen de subsidio para el desarrollo de Recursos No Convencionales de Gas Natural; como

tampoco lo es el *Reglamento para el otorgamiento de permisos de reconocimiento superficial en el ámbito costa afuera nacional* anexo a la Resolución MINEM 197/18²⁷.

En efecto, el *Reglamento para el otorgamiento de permisos de reconocimiento superficial en el ámbito costa afuera nacional* no constituye un plan o programa, sino una mera reglamentación procedimental que tiene por objeto establecer los requisitos y procedimientos que deben seguir los interesados para obtener permisos de “reconocimiento superficial”²⁸ para la búsqueda de hidrocarburos, las condiciones aplicables a dichos permisos, y las condiciones aplicables al derecho de aprovechamiento comercial de la información obtenida. En términos generales, los permisos de reconocimiento duran 8 años, no son exclusivos, y se otorgan a un solicitante a partir de sus antecedentes e idoneidad técnica para realizar tareas en áreas específicas de la jurisdicción marina argentina con el objeto de recabar información que debe ser reportada al Estado argentino y puede ser comercializada dentro de los 2 años de vencido el permiso a un tercero interesado en futuros trabajos de explotación.

4. El Decreto del PE N° 872/2018

El 2 de octubre de 2018 el Sr. Presidente de la Nación dictó el DECRETO 872/2018 al que asignamos mucha importancia. Dicho Decreto, que está refrendado por el Jefe de Gabinete y el Ministro de Hacienda, instruye a la Secretaría de Gobierno de Energía a convocar a un Concurso Público Internacional para otorgar permisos de exploración en los términos de la Sección 2da. de la Ley 17.319 (“Permisos de Exploración”), en las áreas “costa afuera” de nuestra Plataforma Continental hasta el talud oceánico.

La decisión del Poder Ejecutivo es relevante ya que se encamina a dar cumplimiento a lo que fueron los compromisos asumidos en la Declaración de Compromiso que básicamente y en forma sintética se transcriben en el primer párrafo de este capítulo. Creemos no obstante que conviene poner de relieve que el Compromiso mencionado habla de **“un programa exploratorio que abarque tanto las cuencas convencionales como no convencionales”**; lo que contiene, pero excede a lo dispuesto en el Decreto 872/18. El programa exploratorio aún no se ha explicitado como tal.

A los efectos de avanzar en la elaboración de ese Programa Exploratorio creemos conveniente que el Ministro de Hacienda encomiende al Secretario de Gobierno de Energía la convocatoria a un *Congreso nacional de exploración de hidrocarburos* que

²⁷El citado reglamento podría sí ser parte integrante de un programa exploratorio, pero nunca el programa mismo.

²⁸De acuerdo con la legislación nacional vigente en materia de hidrocarburos en Argentina, Régimen ley 17319, modificada por la 26197y sus normas complementarias el “Reconocimiento Superficial” establecido en sus artículos 14 y 15 constituye una figura elemental que ha sido incluso cuestionada por especialistas en derecho minero dado que el reconocimiento superficial no genera derecho alguno con respecto a las actividades referidas en el artículo 2º a la exploración propiamente dicha.

pueda definir los cursos de acción más convenientes a adoptar en el periodo 2019-2023, con participación de especialistas nacionales e internacionales y de las provincias argentinas.

5. ¿Cómo llevar adelante un programa de exploración de hidrocarburos 2019-2023?

La experiencia internacional en materia de exploración de hidrocarburos muestra que los programas de desarrollo del petróleo incluyen distintos grados de detalle.

Así, hay casos como el de los Estados Unidos Mexicanos, donde la reciente reforma energética fue omnicompreensiva e implicó un nuevo artículo constitucional que permitiera contratar con empresas privadas, una ley marco de entidad nacional que dispone los criterios generales de cada etapa de la industria, decretos reglamentarios que disponen las condiciones de contratación exploratoria, resoluciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos que contienen **modelos de pliegos de bases y condiciones y modelos de contratos, y programas de rondas de licitación internacional para asignación de bloques exclusivos** en distintas profundidades de agua (baja, profunda y ultra-profunda).

En la línea antes mencionada, **el antecedente local argentino de mayor similitud es el Plan Houston de la década de los años 1980** que se enmarcó en Decretos del Poder Ejecutivo²⁹ e incluyó modelos de pliegos y contratos tipo, asignó permisos exclusivos en bloques determinados por plazos de 30 años reversibles en caso de incumplimiento, realizando las adjudicaciones en función de rondas licitatorias internacionales.

Un esquema interesante y diferente es el aplicado por el Gobierno de las Islas Malvinas que ha procedido a partir de la *Oil and Gas Act*, para adjudicar directa y exclusivamente los trabajos en la cuenca Malvinas Norte al consorcio Rockhopper, el cual cuenta con un plan de trabajo a 20 años basado en un JOA en aguas ultra-profundas (yacimiento Sea Lion); Rockhopper y su predecesora, Falkland O&G Co. habían realizado trabajos exploratorios en la Cuenca Malvinas Norte desde el año 2003.

Es importante mencionar la **experiencia brasileña en materia exploratoria, ampliamente exitosa**. El punto de partida de los cambios institucionales en Brasil fue la adopción, en 1995, de una enmienda al artículo 177 de la Constitución que reconocía el monopolio del estado en la exploración, producción, refinación y venta de productos derivados del petróleo (a cargo de la empresa estatal Petrobras); después de esta enmienda se aprobó la Ley N° 9.478/97 (la Ley del Petróleo). Así, quedaron establecidas principalmente las nuevas reglas de juego: el sistema de rondas de licitación (*round*), el régimen contractual y el régimen fiscal-tributario. Actualmente, el Ministerio de Energía

²⁹ Decretos PE N° 1443/1985 y 623/1987

y Minas es el principal responsable de la política energética nacional y se encarga de la promoción de los objetivos generales de la misma. La Ley del Petróleo centró estos objetivos en el logro de la autosuficiencia, y en la promoción de la diversificación energética. Pero la llegada al poder del Partido de los Trabajadores condujo a la creación del *Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural* (Prominp), en 2003, para aumentar la participación de los proveedores locales en las actividades de la industria. Asimismo, en 2007 se estableció el *Programa de Aceleração do Crescimento* (PAC), que propuso más inversiones en infraestructura, en particular en el sector de O&G.

6. Conclusiones

Los argumentos expuestos en los puntos precedentes indican que sería importante que el Gobierno de Cambiemos acelerara la elaboración del PROGRAMA DE EXPLORACIÓN PETROLERA que le permita a Argentina encarar una nueva etapa de su desarrollo de hidrocarburos a partir del descubrimiento de nuevos yacimientos en sus cuencas sedimentarias con potencial exploratorio que no han sido todavía exploradas en la centenaria historia petrolera argentina.

Es de hacer notar que la Plataforma continental argentina y la Zona Económica Exclusiva que se extienden hasta el talud oceánico constituyen una superficie inmensa que permanece en un estado virginal y contrasta fuertemente, a nivel regional, si se la compara con el litoral marítimo brasileño y la zona que rodea a las Islas Malvinas. Consideramos muy positivo el reciente dictado del decreto PE 872/18 y creemos que si existieran directivas precisas se podría terminar el mandato en 2019 con el Programa Exploratorio en marcha.

Creemos conveniente que el Ministro de Hacienda encomiende al Secretario de Gobierno de Energía la convocatoria a un CONGRESO NACIONAL DE EXPLORACION DE HIDROCARBRUROS que pueda definir los cursos de acción más convenientes a adoptar en el período 2019-2023, con participación de especialistas nacionales e internacionales y con participación de las provincias argentinas.

Sobre la posible transferencia de las empresas Edenor y Edesur a la jurisdicción de la Ciudad de Buenos Aires y de la Provincia de Buenos Aires

La ley 14.772 de octubre de 1958 declara, en su artículo 1º: “los servicios públicos de electricidad interconectados que se presten en la Capital Federal y en los en los siguientes partidos de la Provincia de Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berisso, Brandsen, Cañuelas, Ensenada, Esteban Echeverría, Florencio Varela, Lanús, La Plata, Lomas de Zamora, Magdalena, Quilmes, San Vicente, Vicente López, General Las Heras, San Isidro La Matanza, Tigre, General San Martín, Merlo, Morón, San Fernando, Moreno, Pilar, General Sarmiento, General Rodríguez y Marcos Paz, de jurisdicción nacional.

Para ello se creó en el mismo año la empresa estatal SEGBA, que luego accedió al control de las acciones de las empresas privadas que prestaban el servicio en el AMBA³⁰ (Cía. Arg. de Electricidad en 1961 y Cía. Ítalo Argentina de Electricidad en 1979).

Luego del proceso de privatizaciones, SEGBA se dividió en siete unidades de negocios: cuatro generadoras (Central Puerto, Central Costanera, Central Dock Sud y Central Dique), y tres distribuidoras (EDENOR, EDESUR y EDELAP).

En 2011, EDELAP fue transferida a jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires dado que su área de concesión estaba, en su totalidad, en territorio provincial³¹. En el caso de EDENOR y EDESUR quedaron bajo jurisdicción nacional, ya que sus áreas de prestación alcanzan el Área Metropolitana de Buenos Aires - AMBA - bajo jurisdicción conjunta de la Ciudad de Buenos Aires (CABA) y de la Provincia de Buenos Aires. En el mismo sentido, la jurisdicción nacional encontró justificación en la imposibilidad técnica, por el elevado costo que ello implica, de dividir la red prestacional en el AMBA.

Dado que se encuentra en debate público y altos funcionarios de gobierno se han manifestado en relación con la posibilidad de transferir las empresas EDENOR y EDESUR a la CABA y a la Provincia de Buenos Aires, es que surge la necesidad de plantear la posición del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi al respecto:

1. Esta transferencia no implica la reducción o eliminación de subsidios económicos

Si la intención de transferir EDENOR y EDESUR es la eliminación de subsidios sería un grave error, ya que no hay transferencias ni subsidio alguno a las distribuidoras.

³⁰ AMBA: Área Metropolitana de Buenos Aires

³¹ En 2011 mediante Acta Acuerdo suscripto entre el Poder Ejecutivo Nacional, la Provincia de Buenos Aires y EDELAP, fue cedido el contrato de concesión de EDELAP mediante el Decreto 1795/92.

Los subsidios corrientes se concentran en la generación eléctrica a través de la empresa CAMMESA que compensa la diferencia entre el costo de generación y el precio que paga la demanda.

La realización de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) durante 2016, y su aplicación desde febrero 2017, recompuso la situación económica financiera de estas empresas, luego de más de una década de tarifas congeladas, a diferencia de las distribuidoras provinciales que continuaron actualizando periódicamente sus tarifas en el mismo periodo.

Los Estados contables de ambas empresas (cuyas acciones cotizan en oferta pública), todavía reflejan un preocupante endeudamiento con CAMMESA por compra de energía no liquidada y fuerte deterioro en el patrimonio neto.

2. ¿Recibieron estas empresas asistencia del Tesoro Nacional en el pasado?

A partir de la Ley 25.561, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, y en el marco del proceso de renegociación de los contratos de concesión de los servicios públicos, ambas empresas firmaron sendas “Actas Acuerdo”, que establecieron un régimen tarifario de transición durante el cual se reconocería semestralmente el incremento de costos de las empresas, mediante un “Mecanismo de monitoreo de costos” (MMC) hasta tanto se realizaran las RTI.

Este mecanismo fue aplicado de manera discrecional por el gobierno kirchnerista, en particular en los años 2013, 2014 y 2015 con el objeto de cubrir el quebranto patrimonial de ambas empresas. Estos recursos fueron utilizados para cubrir en parte sus deudas con CAMMESA por compras de energía.

3. Los subsidios por Tarifa Social

Los beneficios de este sistema corresponden a descuentos en bloque sobre el valor de la energía, se aplica en función de atributos sociales verificados a partir del entrecruzamiento de bases de datos públicas (SINTyS), y focaliza en usuarios con ingresos inferiores o iguales a 2 salarios mínimos. Lo reciben usuarios de todo el país, no discrimina por provincia ni región.

Pero si la idea fuera que cada provincia se haga cargo del costo de la tarifa social, no sería necesario modificar ninguna normativa. Sin dudas Buenos Aires sería la provincia más afectada en términos fiscales, y de igual modo se generarían compromisos fiscales en el resto de las Provincias, cuyo peso con relación al presupuesto dependerá de la cantidad de usuarios con tarifa social en cada distrito.

4. En relación al Organismo Regulador

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad – ENRE -, no solo regula el funcionamiento de EDENOR y EDESUR, sino también el servicio público de transporte eléctrico de extra alta tensión (500 kV), que monopoliza la empresa Transener S.A, y el transporte por distribución troncal (132 y 220 kV).

Si bien el presidente del ENRE es nombrado por el Poder Ejecutivo, a partir de un concurso de antecedentes, dos Directores Vocales son designados a propuesta del Consejo Federal de Energía Eléctrica, lo que garantiza la representación de las Provincias en el organismo.

5. El cambio de jurisdicción modificará la normativa actual

Cualquier modificación de jurisdicción implicara en principio, la modificación de las siguientes leyes: 14.772 (jurisdicción nacional de los servicios públicos), 15.336 (ley de energía eléctrica) y 24.065 (Régimen legal de los servicios públicos de transporte y distribución eléctrico bajo jurisdicción nacional) y como es lógico su modificación implicará el correspondiente trámite legislativo.

A su vez, la transferencia derivaría en la necesidad de modificar los contratos de concesión vigentes, ya que el concedente dejaría de ser el Estado Federal y pasarían a ser CABA y Provincia de Buenos Aires.

6. Existen dificultades técnicas y económicas para la separación de la red de distribución

Existe una gran dificultad técnica en dividir los activos de la red actual de EDENOR y EDESUR entre CABA y Provincia, como consecuencia de la vinculación intrincada de la red, y el enorme costo económico que esta obra implicaría.

Sin embargo, si se considerara necesario dividir la red, y dada la configuración del mercado en el ámbito de CABA – por ejemplo, por densidad de población – se generaría un costo de prestación del servicio inferior al del resto del país y como consecuencia tarifas más bajas y nuevas asimetrías entre CABA y Provincias.

7. Será necesario un nuevo organismo regulador

Dada la imposibilidad técnica/económica de dividir la red, se derivaría la necesidad de un nuevo “Ente Interjurisdiccional” cuya creación podría facilitarse en la actual coyuntura en que Nación, Provincia de Buenos Aires y CABA pertenecen al mismo color político, pero que podría presentar problemas de funcionamiento y conformación de su Directorio si esta situación se modifica.

El ENRE debería mantenerse para continuar regulando el servicio público de transporte eléctrico a nivel nacional

Al mismo tiempo hay que recordar que Buenos Aires ya cuenta con su Organismo Regulador provincial (OCEBA), que regula las actividades de generación, transporte y distribución que se desarrollan en territorio de la Provincia.

Por lo cual, de avanzar en la transferencia, la Provincia podría quedar con 2 entes reguladores eléctricos: el nuevo Ente Interjurisdiccional para el AMBA, y OCEBA para el resto de la provincia.

En resumen, no aparecen razones económicas, fiscales ni regulatorias para realizar esta transferencia, solo la voluntad política sustentada – en apariencia - en un error "socialmente aceptado", que el interior subsidia la energía del AMBA mediante transferencias del Tesoro Nacional.

La transferencia de EDENOR y EDESUR al ámbito provincial, si bien las pondría en pie de igualdad con el resto de los estados provinciales, que regulan las empresas eléctricas que prestan servicios eléctricos en su territorio, en este caso solo implicaría la necesidad de modificar la normativa vigente e incurrir en mayores costos regulatorios que se reflejarán en nuevos incrementos en la factura final de los usuarios.

Para evitar posibles asimetrías futuras, solo bastaría con no permitir la existencia de transferencias económicas a éstas empresas en los futuros presupuestos de la Administración Pública Nacional.

Para mejorar la gobernabilidad de las energías renovables no convencionales (ERNC)

1. Introducción y Objetivo

La crisis o corrida cambiaria que atravesamos en estos días, de las muchas que ha tenido nuestro país a lo largo de las últimas décadas, presenta también la oportunidad de mejorar en esta coyuntura la administración pública entre otros sectores el de la energía. Por ello el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IAE) hace este aporte de ideas que puedan servir a las autoridades, al Poder Legislativo, a los partidos políticos y a la sociedad en general, a debatir y a mejorar la política de un sector tan importante, que es contribuyente y condicionante no solo de la economía sino del bienestar general de la sociedad.

En este capítulo analizamos la situación de las ERNC y la forma más eficiente de ampliar y mejorar el despliegue de estas en el país.

2. Marco General de las ERNC

- 2.1 Un hecho singular reciente señala la reducción en los últimos ocho años del 86% de los costos de inversión y generación de la energía fotovoltaica y del 67% de la energía eólica. (Lazard. Versión 11.0). Por lo cual, si no tuviéramos en cuenta que su intermitencia requiere mayor respaldo o back up que la generación térmica, hoy las fuentes de energía eólica y solar fotovoltaica (FV) serían la forma más económica de generar electricidad. Además, si consideramos los costos en términos del calentamiento global de nuestro planeta que produce la combustión de combustibles fósiles, las fuentes de energía eólica y solar FV ya serían más económicas (BID. “Rethinking our energy future. VI. 2013. IDB-DP-292) que los hidrocarburos. Por otra parte, una de las herramientas más importantes que tiene nuestro país para cumplir los compromisos asumidos en sus compromisos nacionales determinados (NDC por sus siglas en ingles), en el marco de las Conferencias del clima COP21-París 2015 y siguientes, es el desarrollo de las ERNC.
- 2.2 Se espera que en los próximos años se siga manteniendo e incluso acentuando la tendencia en la reducción de los precios de estas nuevas energías. Se suma a ello el avance tecnológico y el aumento de la capacidad de almacenamiento de energía, con una pronunciada reducción de costos, con la cual podrían juntos cambiar completamente la forma en la que utilizamos la energía y su costo en los próximos años o décadas.

- 2.3 El desarrollo actual de las ERNC en el país tiene como beneficio adicional el efecto multiplicador de toda inversión, que puede ser de gran ayuda para la reactivar la economía nacional y las economías regionales, en esta coyuntura, particularmente porque son inversiones privadas que no afectan el déficit fiscal ni la deuda pública, reduciendo su relación con el PBI, lo cual es una ventaja adicional para superar la situación actual. Dicho multiplicador sería en este caso más efectivo pues con la nueva energía producida se reemplazaría importación de petróleo o sus derivados.
- 2.4 La ley 27.191 ha fijado como meta obligatoria que tenemos que cumplir, que en el año corriente, 2018, un 8 % de la energía eléctrica consumida debe provenir de fuentes de ERNC, lo que podemos anticipar que no se va a cumplir, y debe ser del 20% para el año 2025, cuyo cumplimiento exigirá grandes esfuerzos

3. Problemáticas de las ERNC

Los proyectos de ERNC que fueron adjudicados en las licitaciones llevadas a cabo en las subastas del programa Renov.ar 1.0, 1,5 y 2.0 implican una inversión de aproximadamente US\$ 5.000 millones, que presentarían lentitud en su concreción (ver cuadro siguiente).

	Número de proyectos	Potencia MW (total)	Precio promedio: US\$ / MWh
RenovAr 1.0	29	1.142	61,33
RenovAr 1,5	30	1.281	53,98
RenovAr 2.0	88	2.043	51,48
TOTAL	147	4466	54,72
		Eólicos: 2466 MW FV: 1732 MW Resto: 268 MW	

Actualmente, 69 proyectos correspondientes a la Ronda 1, 1.5 y Resolución 202 se encuentran con el 100% de sus contratos firmados y el 61% de ese total se encuentra en construcción u operación comercial: son 42 proyectos de los cuales 37 están en construcción y 5 en operación por un total de 1.677 MW. Por otro lado, mediante Resolución 285/2018 del Ministerio de Energía hubo una prórroga de 180 días para ampliar el plazo de puesta en servicio de las centrales adjudicadas.

Se estima entonces que de los 5.000 MW adjudicados solo estarían en producción a fines del presente año una pequeña fracción de los contratos adjudicados.

Los motivos de los atrasos señalados serían varios:

- i. El país arrastra desajustes económicos-financieros de larga data que hacen muy difícil el fondeo de las inversiones en general, y mucho más para inversiones como las ERNC que requieren financiamiento durante largos períodos;
- ii. Esta situación se vio agravada recientemente porque “Estamos pasando por un momento de turbulencia que va a durar aproximadamente dos trimestres más y que tendería a empezar a recuperarse a fines de este año, para volver a la senda de crecimiento del año pasado”³²;
- iii. El llamado a licitaciones del sistema actual deja en el centro a CAMMESA, compañía que presenta por lo menos problemas patrimoniales (Ver Rabinovich – Rotaeché 2016³³);
- iv. Varias ofertas en las licitaciones RenovAr 1.0, 1.5 y 2.0 tenían un componente especulativo, sobre la base de que se pretendía obtener la adjudicación de proyectos a fin de ganar una diferencia vendiéndolos posteriormente a empresas con mayores recursos. Ello pudo haber bajado los precios de las ofertas más allá de lo que permitiría la realidad argentina. La turbulencia reciente señalada puede haber dificultado aún más el desarrollo de proyectos con mayor componente especulativo y/o a empresas que dependen de recursos ajenos en su financiamiento. Contrariamente aquellos que se financian con recursos propios, es decir no a través por ejemplo de “project finance”, no habrían sido tan afectados por la turbulencia reciente señalada;
- v. Aparecen también temas laborales³⁴, en la Provincia de Buenos Aires, y en menor medida en Chubut. Bahía Blanca es un ejemplo, donde VESTAS, fabricante de aerogeneradores, sufrió importantes percances durante el montaje de los equipos en un parque eólico local por resistirse a los reclamos del gremio local. Esto le valió cortes y complicaciones para que el personal pueda ingresar al parque.
- vi. Ciertos actores han destacado que el marco normativo en el país es exageradamente complejo, así como los requisitos exigidos para integrarse al sistema, en particular en lo que corresponde a los municipios y las provincias.

³² Andrés Tahta, Vicepresidente Ejecutivo de la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional. *Energía. Estratégica*. 18.VII.18

³³ Hacia un rápido desarrollo de las energías renovables en Argentina. Gerardo Rabinovich y Luis M. Rotaeché. Editorial del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi. 2016

³⁴ Según informa el portal *Energía Estratégica* del 17.VII.18, bajo el título “Resolver problemas con la UOCRA”, donde se aduce que “... los empresarios que están construyendo parques eólicos apuntaron inconvenientes para encontrar personal adecuado y con formación profesional.” Además “...los puntos que denunciaron empresarios se resumen en pocas palabras: “complicaciones con la conducción de la UOCRA”

- vii. Para el futuro existe una restricción, un cuello de botella, importante en la capacidad de transmisión del sistema, que condiciona por igual las licitaciones públicas como los acuerdos entre privados (ver punto siguiente), que para superarla el gobierno procura la construcción de nuevas líneas de transmisión mediante el proceso de PPP, si bien todavía no se ha concretado licitación alguna.
- viii. Según la Ley 27.191 los Grandes Usuarios del MEM (potencia superior a 300 kW) podrán cumplir las metas estipuladas, 8% y 20%, comprando la energía a través del Estado o en el mercado privado o autogenerándola. Así de forma privada, Mercado a Término – MATER se han adjudicado unos 700 MW que también encuentran las restricciones financieras y de transmisión señaladas para las licitaciones públicas.

4. Medidas propuestas para relanzar las ERNC en el país

- a. La forma de suscitar el cumplimiento de lo estipulado en las tres licitaciones y así asegurar la terminación de los proyectos que fueron adjudicados es una temática particularmente difícil que requiere un gran equilibrio entre una eventual gran rigidez en las exigencias legales, y una actitud marcadamente laxa.³⁵

Las herramientas posibles para ello son varias, en teoría: ejecutar la caución que garantiza cada oferta, anular la adjudicación y llamar a una nueva licitación; ampliar nuevamente los plazos, reducir obligaciones estipuladas, renegociar cada uno de los contratos dentro de nuevas pautas, o incluso cambiar el marco regulatorio actual, lo que requeriría estudios y tiempos mayores.

- b. Además la velocidad de los cambios tecnológicos, en particular en la reducción de los costos, plantearía dudas sobre la ventaja de acordar un PPA por veinte años donde si los costos bajan mucho, lo que como se ha señalado bien puede suceder, el país no se beneficiaría de esas nuevas ventajas y quedaría “pegado” a altos costos de energía que minan su competitividad. Cabría entonces analizar si la ayuda que hoy se brinda a las ERNC no debería ser distinta en el futuro.
- c. Se propone entonces debatir en base a este documento, con los cambios que se propongan, la problemática aquí señalada y consensuar una propuesta.

³⁵ ¿Sería posible que una gran rigidez podría lograr amparos judiciales de las ofertas adjudicadas invocando “fuerza mayor” debido a los cambios ocurridos recientemente en el país?

Agradecimientos

El Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” agradece a los siguientes profesionales que han trabajado en el desarrollo de los temas y preparación de los documentos que conforman la presente Agenda Energética 2018:

Pedro Albitos
Alejandro Einstoss
Jorge Enrich Balada
Pablo Ferrara
Luis Flory
Diego Grau
Pablo Lacoste
Jorge Lapeña
Jorge Olmedo
Victor Pochat
Gerardo Rabinovich
Luis Rotaeché
Alfredo Storani

*La Comisión Directiva del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”
—30 de septiembre de 2018—*