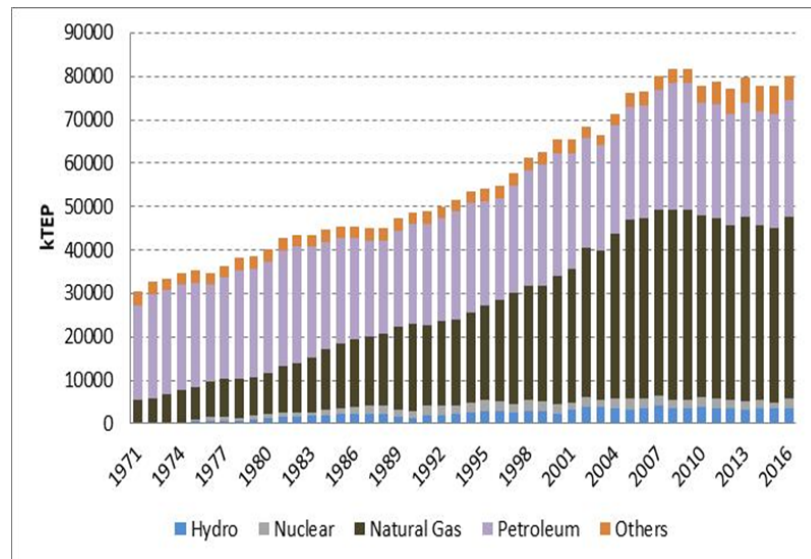


Clase de energía

Conceptos generales

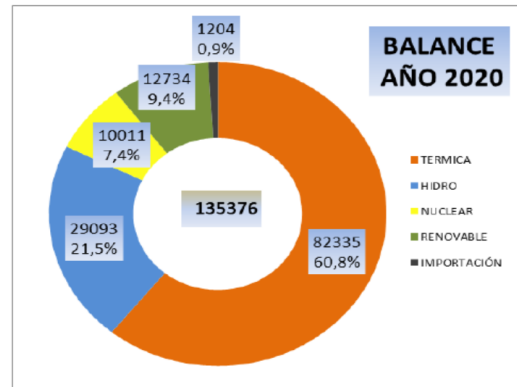
- **Costos hundidos:** Como los activos en los que se invierte son tan específicos a ese proyecto, no se los puede usar para nada más.
- **Precios de frontera:** las bandas en las que el precio de un commodity fluctúa son la paridad de exportación (lo que pagan afuera) y la paridad de importación (lo que cuesta traerlo).
- **Matriz energética:** la oferta interna de energía, toda la energía que el país produce y consume mas lo que exporta menos lo que importa.
 - **!= Matriz eléctrica:** las fuentes que se usan para generar electricidad.
 - El mundo produce 27% de energía con carbón pero Argentina casi nada (matriz limpia).



- Muy subsidiada, lo que generó problemas de presupuesto.
- Energía renovable tiene prioridad de despacho.

Cadena de valor eléctrica

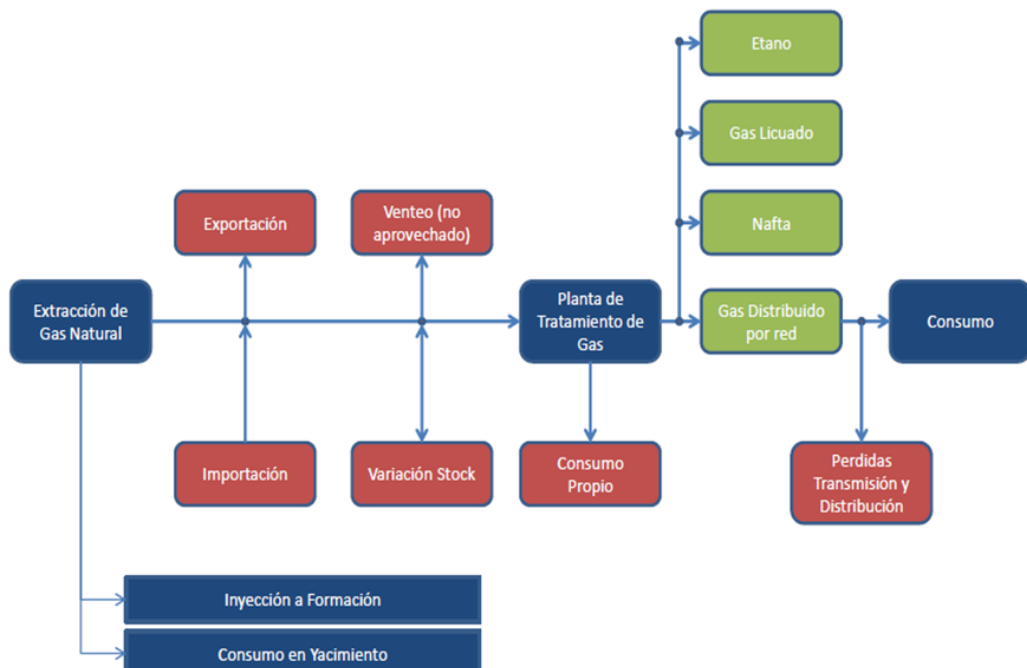
- Tres eslabones
 - **Generación (Generación de electrones):** Regulada por el gobierno nacional
 - **Transporte (Alta tensión):** Regulada por el gobierno nacional
 - **Distribución (Media y baja tensión):** Regulada por los gobiernos provinciales a excepción de Edenor y Edesur (gobierno nacional)
- Generación:



- Target renovables (2016): ir del 1% de la matriz al 20% para 2025.
- Tiene que haber una reserva del 10% por cualquier eventualidad.

Cadena de valor del gas natural

- Tres eslabones
 - **Producción/inyección**
 - **Transporte (gasoductos):**
 - **Distribución (dentro de los ejidos urbanos)**



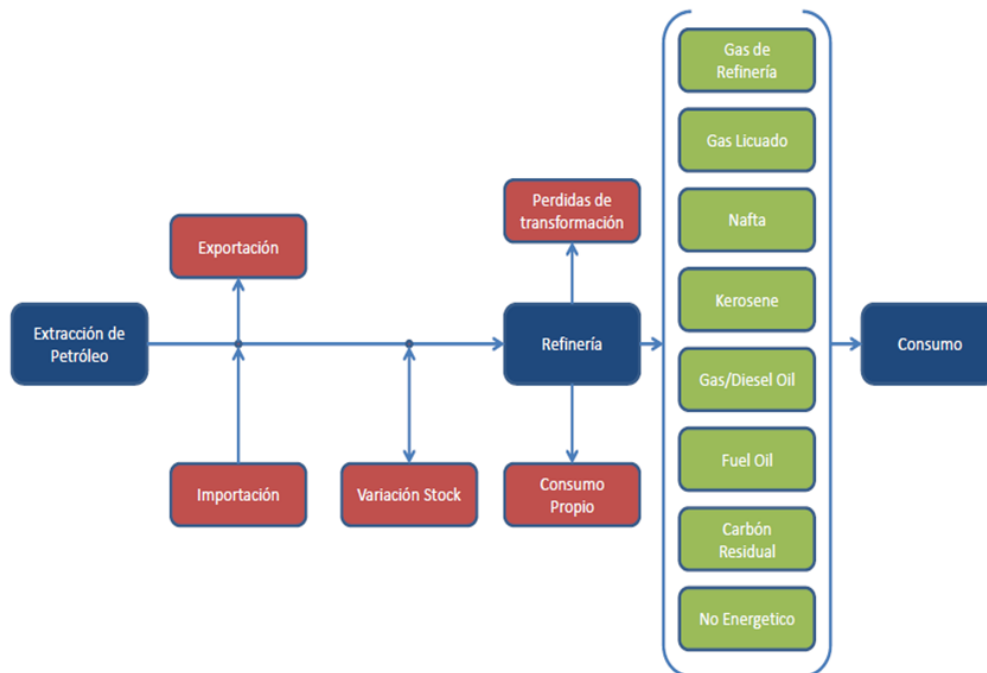
- **Evolución reciente:**
 - 1990s: la industria gasífera se volvió altamente excedentaria en la década del noventa, con un precio libre; el gas se volvió muy exportable (gasoductos a Chile)
 - 2000s: el precio de producción se regula, se pesifica y se congela, llevando a una disminución en proyectos de exploración y explotación y reservas. También

se mantuvieron artificialmente bajas las tarifas y las retribuciones en transporte y distribución.

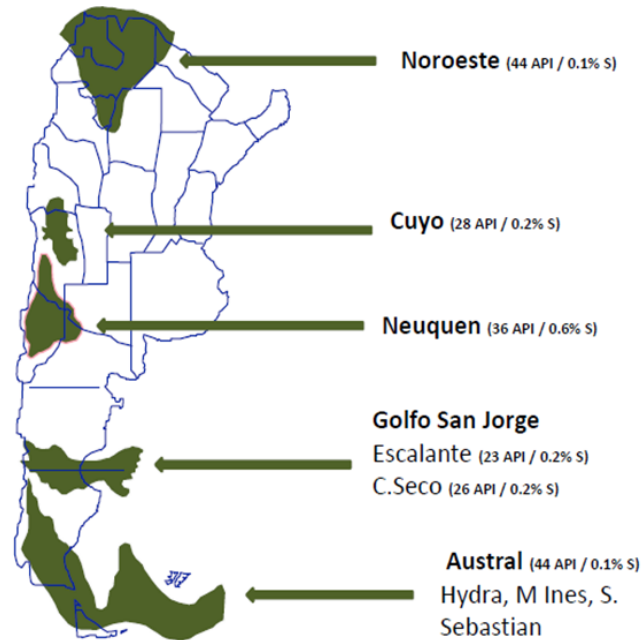
- Tanto en la etapa de producción, como de transporte y distribución, la característica de altos costos hundidos del sector provoca tentaciones oportunistas por parte del regulador para distorsionar las señales de precios mediante tarifas más bajas.
- 2015-19: reconversión de precios e impactos (en muchos casos desmedido)
- 2019: nuevo congelamiento
- Gas no convencional: “Vaca Muerta”: reservorio de 30 veces las reservas.

Cadena de valor del petróleo

- Tres eslabones
 - Upstream (producción)
 - Midstream (transporte)
 - Downstream (refinación y venta)



- Cuencas productivas:
 - Noroeste: madura y en declinación.
 - Cuyo, Nequen, San Jorge: muy importantes.
 - Austral: onshore y offshore.



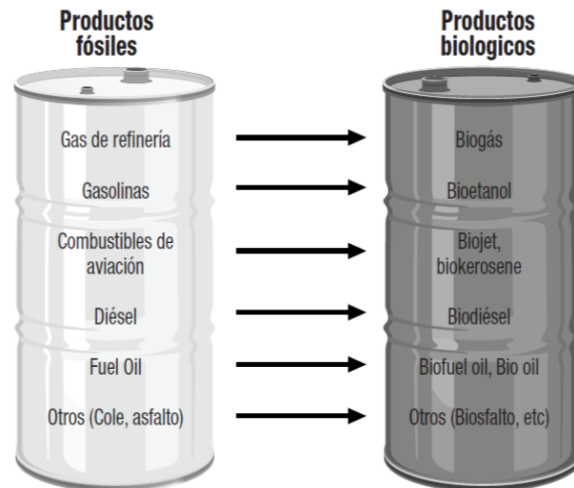
- La producción petrolera viene cayendo en los últimos 20 años pero con leves aumentos a partir de 2016.
- Vaca muerta promete 8 veces las reservas totales probadas.

Precios energéticos

- El dilema de los precios de referencia
 - Precios de importación
 - Precios vs costos internos de producción
 - La composición del precio de los combustibles líquidos a consumidor:
 - Impuestos
 - Transporte y otros
- Las asimetrías:
 - Empresas integradas (el precio del barril “criollo”: un precio artificialmente más elevado que el internacional con el objetivo de proteger a la industria local de los embates globales)
 - Las refinerías sin upstream

Biocombustibles

- Los biocombustibles son combustibles de origen biológico que complementan/sustituyen a los combustibles minerales (que salen del petróleo).



- Se destacan los siguientes líquidos:
 - **Biodiesel** (aceite de soja mezclado con alcohol)
 - Hoy se mezcla con el gasoil de venta al público, representando el 10% del total
 - Industria heterogénea, con alto perfil exportador
 - Drivers:
 - Reduce la huella de carbono en 50/70% respecto a los combustibles fósiles.
 - Sustituir importaciones.
 - El modelo de precios:
 - Distintas fórmulas
 - La relación con el precio de los combustibles fósiles
 - El punto crítico:
 - Los porcentajes de cortes
 - Impactos diversos (comercio exterior, empleo, recaudación y ambiente)
 - Impuestos diferenciales
 - **Bioetanol** (azúcar y maíz)
 - Se produce a base de maíz en Córdoba, Santa Fe y San Luis, y a base de azúcar en Tucuman, Salta, y Jujuy.
 - Se mezcla con las naftas de consumo automotor, y representan el 12% del total
 - **Biogás** (deshechos)
 - Gas pero con poder calorífico inferior.
 - Usado como energía térmica o para producir electricidad.
- Motores nuevos (adaptables, flex fuel)
- Los modelos de impulso a las bioenergías
 - Cortes
 - Precios
 - Impuestos
 - Plan Renovar y Otros Programas Previos

Aput (2015) Ex Secretarios- Consensos energéticos

2. PROPUESTAS

PARA UNA NUEVA ARGENTINA ENERGÉTICA

La energía frente al cambio climático

Alieto Aldo Guadagni

Según la NASA y la Administración Nacional para los Océanos y la Atmósfera (NOAA), organismos oficiales de los Estados Unidos, 2014 fue el año más caluroso desde que se llevan registros (año 1880).

Los científicos convocados por Naciones Unidas, en noviembre del 2014 nos alertaba con:

1)La influencia humana en el clima es clara, **las emisiones recientes de gases de efecto invernadero son las más altas de la historia.**

2)Los cambios registrados en el clima desde 1950 no tienen precedentes; la atmósfera y el océano se han calentado, disminuye la cantidad de hielo y nieve, y sube el nivel del mar.

3)**La concentración en la atmósfera de CO₂, metano y otros gases** no tiene precedentes en los últimos 800.000 años. Esta concentración ha sido la causa principal del aumento de la temperatura desde 1950.

4)**Si continúan las emisiones de gases seguirá aumentando la temperatura. Hay probabilidad creciente de cambios climáticos irreversibles, con severos impactos en la población y los ecosistemas. Por eso se requiere una sustancial reducción de las emisiones.**

Similares advertencias se encuentran en el informe de la Agencia Internacional de Energía, también publicado en noviembre del año pasado, con tres mensajes:

1)Las medidas anunciadas hasta ahora por los gobiernos para reducir las emisiones de CO₂ son insuficientes para lograr la meta de 2 °C.

2) Las emisiones aumentaran un 20 por ciento hacia el 2040, apuntando así a un incremento de la temperatura global de 3,6 °C.

3)Respetar el límite de los 2 °C exige una acción global inmediata.

Nada de esto debería sorprendernos si consideramos la evolución de la presencia humana en la Tierra. Si es considerable este aumento poblacional, es aún mayor el aumento en la producción de bienes, generado por los avances tecnológicos.

El cambio climático ya ha comenzado a sentirse en el planeta (tormentas, inundaciones y sequías). Al actual ritmo de crecimiento de las emisiones, la temperatura promedio global podría incrementarse en 5 °C hacia fines de este siglo. Los países en desarrollo serán muy vulnerables, ya que dependen de los recursos naturales y están ubicados en zonas tropicales. La buena noticia es que mediante innovaciones tecnológicas y reformas institucionales globalmente implementadas, aspirar a un planeta con crecimiento económico, esencial para abatir la pobreza mundial, pero con menos emisiones.

Si se desea que el aumento de la temperatura no supere los 2 °C, respetando así la meta de Copenhague, será necesario transitar por un distinto sendero en lo que hace al consumo de energía.

Preservar el medio ambiente exigirá consumir en el planeta en el 2030 menos energía fósiles que ahora. Para lograrlo habrá que reducir el consumo de petróleo, gas y carbón, y al mismo tiempo duplicar la utilización de las energías renovables esencialmente «limpias», como la eólica y la solar.

La energía hidroeléctrica y la nuclear también podrán jugar un papel en esta reducción de emisiones. La reducción en el consumo de energía fósil exigirá el desarrollo del transporte masivo.

Necesitaremos una mayor eficacia energética en los procesos industriales, y modificaciones en la construcción de edificios y viviendas. Se requieren más avances técnicos en la industria automotriz para reducir la utilización de combustibles. Además, será necesario asegurar la preservación de los bosques, para que puedan cumplir su rol de captación de emisiones.

La encíclica del Papa Francisco sobre ecología, *Laudato si'*, retoma los principios expuestos en la encíclica *Caritas in Veritate*, donde se expresó que «las autoridades competentes han de hacer los esfuerzos necesarios para que los costos económicos y sociales que se derivan del uso de los recursos ambientales se reconozcan de manera transparente». Y además se sostiene que «para garantizar la salvaguardia del ambiente urge la presencia de una autoridad política mundial, que deberá estar reconocida por todos y gozar de poder efectivo».

La última reunión de Naciones Unidas sobre cambio climático (Lima 2014) concluyó sin compromisos de reducción de las emisiones, pero resolvió que antes de octubre de 2015 los países deberán presentar estos compromisos, para ser considerados en la reunión en París, que comenzará el 30 de noviembre y concluirá el 11 de diciembre.

Por esta razón es necesario que las fuerzas políticas comiencen ya a reflexionar en conjunto sobre la posición que deberemos asumir en esta reunión en París. Estas negociaciones en Naciones Unidas son una oportunidad para definir una nueva política energética, que sea

ambientalmente eficiente y reconozca que nosotros hemos recibido la Tierra en préstamo de nuestros descendientes.

Las energías renovables

Alberto Enrique Devoto

Uno de los temas que ha sido motivo de preocupación es el de la composición de la matriz energética, debido a la fuerte predominancia de los hidrocarburos en todas sus formas y en los últimos años, y al abuso en la utilización de combustibles líquidos en lo que hace a la generación eléctrica, ya que los mismos están siendo empleados incluso en equipos diseñados para consumir gas natural.

El hecho de que nuestro país haya perdido el autoabastecimiento, debido a los gravísimos errores de las autoridades sectoriales, también condujo a una crisis macroeconómica, puesto que las importaciones crecientes tanto de gas como de petróleo han incidido en las cuentas externas.

El necesario cambio de nuestra matriz energética, que debe ser gradual y progresivo, también ha sido tenido en cuenta por nuestro grupo y, en tal sentido, nos interesa el diseño de una política que tenga en cuenta especialmente las renovables. No solo los proyectos hidroeléctricos, sino todas las otras posibilidades.

Cabe señalar que en el año 2006 el Congreso Nacional aprobó, el 6 de diciembre, la Ley N° 26.190, de Fomento de las Energías Renovables (reglamentada en 2009). Por ella se declaró de interés nacional la Generación de Energía Eléctrica a partir del uso de fuentes renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

Las fuentes de energía renovables incluidas son las no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, y biogás. En el caso de las hidráulicas, a los efectos de incluirlas en los beneficios de la ley, aquellas que no superaran los 30 MW de potencia.

El objetivo de ese régimen era lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de diez años a partir de su puesta en vigencia y el atractivo eran las facilidades de tipo fiscal (exenciones impositivas) para favorecer las inversiones.

No hay dudas es sobre el hecho de que prácticamente no se ha avanzado casi nada en la materia, es cierto que la generación mediante estas fuentes resulta más cara que las convencionales, pero la incidencia de ese máximo del ocho por ciento en el promedio, no debería haber sido un inconveniente respetando el marco regulatorio vigente y aplicando las normas de fijación de precios horarios.

Por supuesto que para facilitar el desarrollo de este tipo de proyectos, como los de energía geotérmica donde la Provincia de Neuquén ha avanzado en forma destacable, es imprescindible la participación del Estado. En este sentido, la ley vigente es un instrumento adecuado y la crítica que se puede hacer al Gobierno es no haberla tenido en cuenta. Para los próximos gobiernos, este es un camino que se deberá transitar con firmeza y prudencia. Firmeza, porque es imperioso ir cambiando nuestra matriz, no solamente por cuestiones económicas, sino más importante por razones ambientales. Prudencia, porque un desafío a enfrentar es revertir el deterioro del sector eléctrico, para ir solucionando los problemas de mala calidad de servicio, los cortes y la falta de generación, y para el corto plazo, los equipamientos a base de hidrocarburos, especialmente gas natural, son los más rápidos de ejecutar y los más baratos de operar. Conciliar las urgencias del corto plazo con un diseño más racional del sector es un tema que requiere los aportes de los especialistas, para consolidar una verdadera política de Estado.

Frente a las necesidades mundiales de incrementar la utilización de energías renovables, se está verificando una paulatina disminución de los costos de los equipos. A ello hay que sumarle que una vez que la Argentina se reinserte en el mundo civilizado el acceso al financiamiento favorecerá este tipo de emprendimientos.

La eficiencia energética en la agenda de una política de Estado

Daniel Gustavo Montamat

El punto VI de la Declaración de Compromiso promovida por el grupo de Ex Secretarios de Energía, está relacionado con la eficiencia energética y expresa que es necesario reducir la tasa de intensidad energética de la Argentina de sus elevados niveles actuales a la tasa promedio mundial en el curso de la próxima gestión de gobierno.

Para superar la crisis energética no sólo habrá que producir más energía y diversificar la matriz, también habrá que consumir menos y mejor. En lo inmediato, mientras se sigue importando, la nueva administración de gobierno tendrá que transparentar las licitaciones para comprar GNL (gas natural licuado) y hacerlas competitivas. Además, deberá buscar contractualizar una parte de las compras, para volver a poner en servicio gasoductos vacíos y reducir costos, que podrían disminuir entre un 10% y un 20%.

Pero el gran desafío es la eficiencia.

Si el consumo de electricidad mantuviera la tasa de crecimiento del 2013 (1%) para acompañar una tasa de crecimiento semejante en el orden económico, en el año 2030 estaríamos consumiendo 206.808 GWh. Si uno tiene en cuenta la tasa histórica de crecimiento de la

demanda eléctrica y su relación con el crecimiento del producto, esta no es una proyección exagerada.

Con la tesis que abona una investigación de la Fundación Vida Silvestre² que promueve la eficiencia y el uso racional de la energía. **Trabajando por el lado de la demanda, con políticas que promuevan el ahorro de energía en los hogares y el comercio, en la industria y en la iluminación, y que a su vez faciliten la radicación de inversión en proyectos de cogeneración (calor y electricidad), se podría llegar a reducir el consumo de electricidad en unos 100.000 GWh hacia el año 2030.**

La eficiencia energética también puede traducirse en ahorro de consumo de gas para calefacción, en la eliminación de pilotos en equipos de calentamiento de agua, en el etiquetado de eficiencia de los equipos de gas, y en la complementación del uso del gas con el agua caliente de origen solar. La eficiencia también debe alcanzar el transporte.

Se estima que sólo la implementación parcial de estas medidas puede traducirse en un ahorro de unos 15 millones de m³/día de gas natural. Recordemos que en 2014 importamos un promedio de 33 millones de m³/día de gas natural (casi la mitad de Bolivia y la otra de GNL).

La Argentina está en deuda con la eficiencia energética y con las energías alternativas. Con la política energética entrampada en el corto plazo durante más de una década, y con los precios de la energía fósil subsidiados durante largo tiempo, en todos estos años fuimos a contrapelo de un desarrollo sustentable: aumentamos el consumo energético por unidad de producto y fosilizamos la oferta energética. El nuevo norte está dado por la implementación de políticas de eficiencia energética a partir de un set de precios que permita recuperar costos económicos, y por la diversificación de la oferta de energía a través de la mayor participación de las energías alternativas y renovables.

Energía hidroeléctrica

Roberto Echarte

Una adecuada planificación energética debe optimizar los recursos básicos que los países poseen. Según hemos dicho en 2014, Argentina debe modificar su matriz energética, para lo cual es necesaria la utilización de energía renovable. Una de esas variantes, amigable con el medio ambiente, es el aprovechamiento del **recurso hídrico.**

El territorio nacional abarca tres zonas hídricas: la húmeda, la árida y la semiárida.

Casi el 85% del total de los recursos de agua superficial corresponde a la cuenca del Río de la Plata, que dispone en relación con las otras cuencas, de la mayor concentración de la población y de las actividades económicas del país. Esta cuenca incluye la totalidad de la región húmeda y de parte de la semiárida, y ocupa el 30% del territorio nacional. Los ríos de origen pluvial comprenden el Bermejo, el Paraguay, el Uruguay y el Paraná (el más importante). Si consideramos la zona húmeda, las precipitaciones alcanzan un promedio de lluvias de 800 mm/año y en ella se encuentran 70% de la población, 80% de la producción agropecuaria y 85% de la producción industrial.

En el otro extremo se sitúan las cuencas endorreicas, que corresponden a las áreas áridas y semiáridas del noroeste y centro del país, y disponen del 1% del agua en superficie. Esto muestra una desigual distribución en recursos para la generación de energía hidroeléctrica.

Argentina tiene la posibilidad de aprovechar 170.000 GWh por año. Sin embargo, de este recurso potencial se utiliza actualmente entre el 20% y el 25%.

En este sentido, tenemos experiencia de emprendimientos binacionales: uno con Uruguay (Salto Grande) y otro con Paraguay (Yacyretá). En el primero de los casos no hubo grandes problemas, ni en el proyecto ni en la construcción. Por el contrario, en el segundo caso surgieron complicaciones porque hubo que superar diferencias históricas que aparecían a la hora de tomar decisiones.

La producción de las dos centrales hidroeléctricas se reparte con los países socios en partes iguales. En el caso de Salto Grande, la proporción es efectivamente del 50%, tanto para Argentina como para Uruguay. En el caso de Yacyretá, el reparto que se mantiene actualmente, es de 90% para Argentina y 10% para Paraguay, habiendo Argentina financiado toda la obra. Si bien el reparto debería ser de 50% para cada país, Paraguay le vende a Argentina el remanente de la producción hidráulica no utilizada por ellos.

En cuanto a los emprendimientos nacionales, la mayor cuenca propia aprovechada es la del río Limay, en las provincias de Neuquén y Río Negro. Además existen en el país otras centrales hidroeléctricas, en Córdoba, Mendoza, San Juan y Salta.

En consecuencia, es posible aprovechar otras cuencas que generen energía solo para Argentina. Son recursos menores que los de la cuenca del Plata, pero por su menor complejidad pueden ser proyectadas por firmas de ingeniería argentina, construidas por empresas locales y con materiales también locales. Asimismo, el equipamiento hidráulico, mecánico y eléctrico podría ser fabricado en el Mercosur.

ASPECTOS GENERALES A CONSIDERAR

Las principales ventajas de la utilización de energía hidroeléctrica son:

- Embalsar las aguas del río permite regular su caudal, evitando inundaciones o regulando el efecto de las crecidas violentas.
- El agua embalsada puede llegar a abastecer a las poblaciones vecinas para el consumo por largos períodos de tiempo.
- En general, permite el riego de los cultivos con el agua sobrante.
- Los costos de mantenimiento y explotación son bajos.
- Las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía hidráulica tienen larga duración.

Por el contrario, se presentan como desventajas que:

- Tienen costos altos de construcción.
- La construcción demora largo tiempo (el plazo de construcción de una presa con central hidroeléctrica es de 8 a 16 años).
- Genera alteraciones en la fauna y flora del río.
- Implica la necesidad de relocalización de poblaciones.

En consecuencia, para definir la conveniencia del proyecto hidroeléctrico hace falta consenso. También para seleccionar las fuentes de financiamiento, esto podría inducir a volver a los fondos específicos para financiar las mismas. Otra alternativa podría ser licitar la obra, no solo en la etapa de construcción, sino también comprometerla en la explotación de la misma.

Ello requiere de la aplicación por parte del poder público de normativa exigente, de una eficaz fiscalización y de transparencia para asegurar que sean debidamente tomados en cuenta las opiniones de los afectados por la construcción de las obras».

Hidrocarburos: de política de gobiernos a política de Estado

Emilio Apud

No solo es necesario recuperar el autoabastecimiento, sino también evitar que en el futuro se pierda.

La última etapa con autoabastecimiento, que duró más de 15 años, se perdió debido al irresponsable manejo del sector, de neto corte populista, que impuso el kirchnerismo desde su acceso al poder en 2003, lo que significó haber importado hasta hoy energéticos por más de US\$50.000 millones, luego de provocar una caída ininterrumpida de la producción todos los

años desde entonces, y una pérdida de las reservas de hidrocarburos por más de US\$ 150.000 millones.

Hay que terminar con estos ciclos, que nada tienen que ver con la geología, sino más bien con la mala gestión y con intereses políticos cortoplacistas.

Algunas de las medidas que habría que tomar para lograr una producción, no solo para el mercado interno sino con saldos exportables crecientes, poniendo en valor nuestros recursos petroleros son: erradicar ideologías, informar a la población sobre la importancia de nuestros recursos y de los beneficios de ponerlos en valor, y sobre las causas de los fracasos del sector; admitir la globalización y respetar sus reglas; incorporar explícita y estrictamente el respeto por el cuidado ambiental en toda la actividad, e incorporar efectivamente el concepto de responsabilidad social empresarial y del Estado.

El desafío de una política petrolera adecuada a nuestro país consiste en interesar a los capitales de riesgo, y a su vez obtener la mayor porción posible de la renta petrolera para el Estado, nacional y provincial.

Estos dos objetivos son conflictivos entre sí, ya que a mayor captación de renta por parte del Estado menor atractivo inversor, y a mayores beneficios para las empresas, menor captación de renta para el Estado.

Un elemento clave para que vengan las inversiones de capital intensivo y con períodos de maduración medible en décadas, son las políticas de Estado, que dan previsibilidad a futuro a las reglas de juego que establezca el Estado.

Una Ley de Hidrocarburos que regirá el funcionamiento del sector clave para el desarrollo argentino debe surgir del consenso políticas, de un acuerdo voluntario con las provincias y con la participación de los sectores empresario y gremial. Es decir, la Ley de Hidrocarburos debe constituir una pieza clave de la política de Estado para el sector energético.

Es absolutamente necesario volver a la legalidad, es decir a respetar las leyes. Pero la ley de hidrocarburos K no respeta los derechos que desde hace 20 años la Constitución Nacional otorga a las provincias.

La Constitución y las leyes vigentes asignan a las provincias y a la Nación roles y potestades. Así, a las provincias les corresponde el dominio, las concesiones y su extensión, el control operativo/ ambiental y las regalías/cánones/impuestos locales, mientras que al Estado Nacional le corresponden la fijación de precios, la política exterior, y la política cambiaria y aduanera.

Aunque una incorrecta aplicación de algunos de esos derechos pueda quitar atractivo inversor, no habilita al Gobierno a modificarlos unilateralmente.

El sector hidrocarburífero está llamado a ser pieza fundamental del desarrollo sostenido de la Argentina. Pero se requiere de grandes inversiones que deben provenir del exterior.

El Gobierno kirchnerista durante 12 años generó desconfianza a través de su intervencionismo, anomia, cortoplacismo y corrupción. Vacío al sector transfiriendo recursos, hacia la población con fines electorales, hacia el gasto y hacia su propia corporación, compuesta por funcionarios públicos y empresarios amigos.

No es conveniente ni justo que un gobierno en su ocaso, y luego de haber postrado al sector energético argentino, se constituya en el rector de una política petrolera de largo plazo, máxime si solo lo motiva la necesidad de terminar su mandato sin que se manifiesten las graves consecuencias del Modelo K.

En cuanto a YPF, deberá competir en el mercado en igualdad de condiciones, sin privilegios y sin objetivos políticos que trasciendan su rol empresario.

La nucleoelectricidad en Argentina en la primera mitad del siglo XXI

Jorge Lapeña

A mediados de 2015 aparece en la sociedad política argentina un desafío de magnitud: resolver la cuestión energética para asegurar un suministro seguro, confiable y económico. Un país sin un suministro energético que cumpla las tres condiciones anteriores es país poco confiable. En el mejor de los casos un país cuya provisión energética sea segura y confiable, pero no económica, será un país no competitivo. Agreguemos: el suministro energético tiene que ser compatible con la lucha global para la mitigación del cambio climático.

Argentina perdió en la primera década de este nuevo siglo las condiciones de ser un país energéticamente autosuficiente y de ser poseedor de una de las más importantes reservas gasíferas de América Latina. El país se hizo en estos cada vez más dependiente de los hidrocarburos, al tiempo que la explotación intensiva de estos sin reponer reservas llevó a la declinación productiva más importante y profunda de nuestra historia energética.

El año 2015 es indudablemente un año bisagra. Modificar el statu quo será una cuestión del próximo gobierno; y hacerlo en un sentido positivo representa un desafío político y económico mayúsculo. Requerirá consensos sociales, acompañamiento político, comprensión, racionalidad, tiempo, y fuertes inversiones.

Dentro esto se encuentra el de definir una nueva ecuación energética para nuestro país. Esa ecuación o balance debe ser menos dependiente de los hidrocarburos, y menos contaminante en el sentido que tiene que ser concebida para contribuir a una estrategia multilateral para la mitigación del cambio climático. En este contexto, resulta claro que nuestra matriz debe ser menos intensiva en el uso de petróleo y gas natural, y debe propender a una mayor utilización de energía hidroeléctrica, nuclear, biocombustibles, eólica y otras energías no convencionales.

Nuestro país, no ha fijado posición política negativa global frente a ninguna fuente energética; posee abundantes recursos energéticos renovables no aprovechados, y además posee una rica y variada experiencia en la producción y utilización de estas energías.

ROL CENTRAL DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

La primera cuestión que debe quedar clara es que la selección de una mezcla energética óptima, requiere resolver un problema propio de cada país. La solución a ese problema depende de la metodología para la selección y de la dotación de recursos energéticos, humanos, tecnológicos y financieros disponibles. La herramienta es indudablemente la Planificación Energética Estratégica.

LA ENERGÍA NUCLEOELÉCTRICA ANTE UNA OPORTUNIDAD

Hechas las salvedades anteriores, me interesa reflexionar sobre el rol de la **energía nucleoelectrica** en un balance energético nacional para un período que pueda abarcar los próximos 35 años.

Es evidente que esta energía constituye una forma idónea de resolver la cuestión del **reemplazo del petróleo por un combustible que no produce gases de efecto invernadero**, lo que la pone en ventaja frente a otras alternativas de sustitución como por ejemplo el carbón, o gas natural.

Me interesa puntualizar que las condiciones de favorabilidad necesarias para impulsar una determinada tecnología deben ser, además, suficientes. En lo que sigue haremos algunas consideraciones.

El combustible nuclear

Argentina no produce uranio, y por lo tanto es un país totalmente dependiente del suministro externo. Ello se agrava porque las minas de uranio argentinas están paralizadas, y todavía existen pasivos ambientales no solucionados de explotaciones uraníferas explotadas en el siglo pasado. El gobierno argentino saliente ha anunciado además que las próximas centrales nucleares serán alimentadas con uranio enriquecido, y éste sería obviamente importado.

La participación de la industria nacional

Se hace hincapié en la alta participación de la industria nacional en la construcción de centrales nucleares, y un movimiento pro-pymes que postula que en este tipo de centrales la participación de la industria local es mayor que en otras tecnologías de generación.

La participación nacional en la construcción de centrales eléctricas es deseable y beneficioso, pero, las obras deben cumplir una condición restrictiva: ser de mínimo costo frente a otras alternativas de generación equivalentes para que los usuarios residenciales, comerciales e industriales, paguen tarifas competitivas.

CONCLUSIONES

Se debe eliminar la discrecionalidad gubernamental del poder político, del poder burocrático y de las influencias corporativas en las decisiones de equipamiento nucleoelectrico. La decisión

de la construcción de centrales nucleoelectricas es eminentemente energética, y debe ser tomada con la necesaria intervención de los organismos nucleares.

Aun reconociendo las externalidades positivas para el resto del sistema económico y científico-tecnológico, las decisiones de cuántas centrales construir, su tamaño, su ubicación y los precios de la energía vendida son decisiones del sector energético, y esto debería ser comprendido.

Tarifas, subsidios y precios en el sector energético. Consecuencias y efectos de una política errónea

Raúl Antonio Olocco

TARIFAS: UN ENFOQUE DISTINTO

Intentaremos aquí dar un enfoque distinto de la problemática energética, dirigido a restablecer una identidad con el usuario.

Hemos tomado en consideración el censo del 2010 para relacionar los cuadros tarifarios de gas y energía eléctrica con la ubicación geográfica de los habitantes de tres distritos de la República Argentina: Gran Buenos Aires, Santa Fe y Córdoba.

Censo 2010			
Córdoba	Gran Buenos Aires (Cap. Fed. + 24 Santa Fe partidos)		
Población	3.308.876	12.806.866	3.194.537

El análisis pretende englobar a los otros distritos de la Argentina, de características similares.

Mendoza: 1.738.929 personas.

Tucumán: 1.448.188 personas.

Entre Ríos: 1.235.994 personas.

Salta: 1.214.441 personas.

Tomando en consideración los últimos datos disponibles de todos los distritos, todo indica que las tarifas de gas y energía eléctrica fueron fijadas para el corto plazo y con fines electorales, que luego perduraron en el tiempo creando una situación explosiva para todo el sector.

Se tuvo en cuenta un consumo de energía eléctrica de 514 kWh por bimestre como hogar tipo:

Neto con Subsidio (sin impuestos)*			
Córdoba	Santa Fe	EDENOR	EDESUR
\$430,29	\$371,78	\$47,87	\$48,30

* Aproximación en base a los cuadros tarifarios, con un consumo de 514 kWh/bimestre, en un bimestre de 60 días.

De la simple observación del cuadro surgen las diferencias que debe abonar el ciudadano si vive en el conurbano bonaerense o en el interior del país.

GAS NATURAL

Para el caso del gas por redes, se efectuó el cálculo sin impuestos y por distrito.

Hay que destacar que con las correcciones efectuadas durante el año 2014, la diferencia entre jurisdicciones disminuyó, no obstante continúan diferencias sustanciales en la aplicación

Importe por Consumo (Sólo cargo fijo + m3)*

Importe por Consumo (Sólo cargo fijo + m³)*			
ECOGAS/ CBA	LITORAL GAS Sta. Fe	METRO GAS/ Bs. As.	METRO GAS/ Cap. Fed.
\$55,61	\$52,14	\$58,08	\$57,10

* Sin considerar Fondos, Impuestos, Contribuciones, etc. Calculado en base a cuadros para un consumo de 250 m3 el bimestre (categoría R3 2°).

En el Gas Natural Comprimido también se perciben diferencias entre quienes viven en el conurbano bonaerense y el resto del país. En este caso se tomaron ciudades capitales y algunas del interior provincial.

Lugar	Precio m³
Córdoba Capital	\$5,39
Dean Funes	\$6,60
Ciudad de Santa Fe	\$4,20 - \$4,50
CABA	\$3,30 - \$3,50

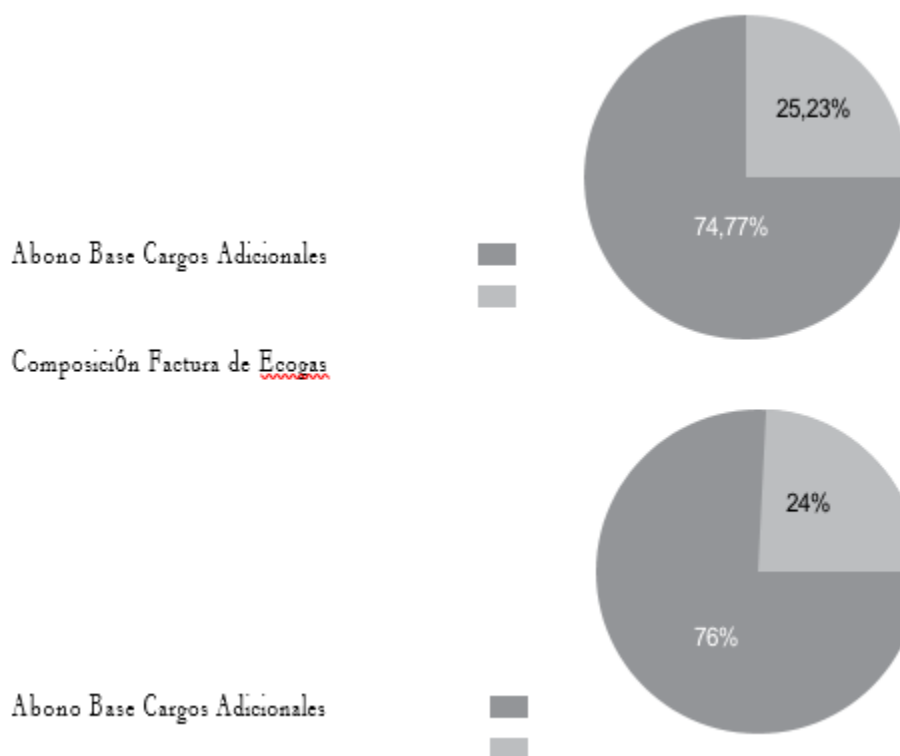
COMPOSICIÓN TOTAL DE FACTURAS

Resulta primordial para el ciudadano conocer los recargos que las empresas adhieren a la factura, más allá de los cargos ocasionados por su consumo, para de esta manera determinar cuánto corresponde al costo de servicio, como también los valores adicionados por medio de los denominados «conceptos facturados».

Se constató que de los ítems que componen las facturas de energía eléctrica y de gas natural, más del 25% corresponden a cargos adicionales.

Distorsión Impositiva Local: Influencia de Impuestos y Contribuciones Caso Provincia de Córdoba

Composición Factura de EPEC



PRECIOS

Durante esta década los precios a productores, transportistas, distribuidores, y otros resultaron carentes de toda lógica económica y de retribución. Entre sus consecuencias, esto trajo aparejado la falta de productos y la mala calidad en todos los servicios.

En la actualidad se intentó incrementar el precio del gas en boca de pozo y aumentar la remuneración de transportistas y distribuidores. Los derivados del petróleo están alineados dentro del contexto del país. La energía eléctrica totalmente fuera de contexto, necesita recrear toda la cadena de valor.

Por esto, me permito citar por su contundencia y claridad, el párrafo de la Declaración de Compromiso suscripta por los principales referentes políticos:

«PRECIOS – deberán retribuir los costos totales de los bienes y servicios que produce, asociados a estándares de calidad y confiabilidad preestablecidos».

LABERINTOS DE SUBSIDIOS

Gas para vehículos.

Garrafa social.

Gas oil para transporte de pasajeros de corta media y larga distancia.

Energía eléctrica.

Gas por redes.

UNA MATERIA PENDIENTE

En la última reforma constitucional se modificó expresamente la coparticipación. La Constitución Nacional de 1994 impuso la aprobación del Congreso Nacional y de las Provincias de un nuevo régimen antes del fines de 1996, permitiendo un manejo de fondos sin ningún criterio racional, violando la vía republicana de gobierno y cometiendo los mayores atropellos que se conozcan por parte del Gobierno nacional.

La primera ley que constituyó un sistema en régimen de coparticipación fue la N° 20.221, creada en 1973. Entre sus principales disposiciones, regula en materia de impuestos directos nacionales e indirectos concurrentes (Art. 1°), establece la distribución del monto total recaudado por los gravámenes (Art. 2°), y crea la Comisión Federal de Impuestos, conformado por un representante de la Nación y por un representante de cada Provincia adherida (Art. 11). La Ley N° 23.548 sancionada el 1° de enero de 1988, modificó la distribución, incrementando el porcentaje al conjunto de provincias.

Comenzar a integrar la República Argentina desde la energía puede ser una manera de corregir las graves distorsiones generadas por la falta de actualización y aplicación de la

coparticipación. Es muy importante destacar nuevamente el documento al que se comprometen los candidatos en caso de ser gobierno: «definir roles de la nación y las provincias en cuanto a regulaciones y competencias».

Como decíamos anteriormente, la falta de energía en todas sus formas en un hogar argentino es en la actualidad una necesidad básica insatisfecha; no se concibe un hogar moderno sin ella.

EN POCAS PALABRAS...

Toda planificación energética debe contemplar el desarrollo armónico de todo el país. Lo contrario es utilizar la energía con fines espurios y un manejo clientelista, que convierte a los usuarios en cautivos de la situación, donde además se fomenta la radicación de individuos en asentamientos precarios, cercanos al poder central, con tarifas que desalientan el sano ahorro energético y la racionalidad en su utilización.

El futuro de la energía y la Tercera Revolución Industrial

LA INTERNET DE LA ENERGÍA

Julio César Aráoz

La Tercera Revolución Industrial se ha puesto en marcha en el mundo, producto de profundos cambios tecnológicos que definen un nuevo modelo económico y energético, nacido de las entrañas mismas del actual sistema.

Mientras el mundo va en esa dirección, Argentina sigue inmersa en su laberinto, girando en políticas oficiales que solo tratan de resolver los problemas que sus propios excesos y arbitrariedades generan.

Entender hacia dónde va el mundo hace la diferencia entre el éxito y el fracaso. Y será una nueva generación y una distinta administración las que deberán administrar esa nueva visión.

Esto demanda cambiar los actuales ejes de la discusión, repensar los viejos paradigmas y actualizarlos en la dirección en que va el mundo.

Pero fundamentalmente demandaría cambiar la realidad económica y jurídica, para dar seguridad y previsibilidad económica, garantía del imperio de la ley y cumplimiento de los contratos. Es decir, generar las condiciones para dar un fuerte impulso a las inversiones.

Esta estrategia beneficiaría toda la actividad económica, en particular al campo y a la minería, y permitiría construir una nueva Argentina que aproveche todas sus ventajas competitivas, con un horizonte al año 2050

Hoy la economía argentina está desquiciada; ha degradado su nivel educativo y ha consumido sus stocks energéticos, ganaderos, de infraestructura y divisas, y debemos reconstruirlos.

Hacerlo será la principal tarea de todas las fuerzas políticas y de toda la sociedad.

Este es el momento para plantear la discusión, que definirá si Argentina se reconstruye hacia el siglo XX o hacia el siglo XXI, e incorpora en forma ordenada las energías del futuro y su gestión a través de redes inteligentes, bidireccionales, que sirvan también como solución para el control de emisiones de CO₂ y del cambio climático.

Argentina es signataria del Acuerdo de Copenhague, y asumió el compromiso de eliminar subsidios, pero el actual gobierno los aumentó. Somos el único país del G20 que los mantiene, y no incorporamos a nuestra agenda temas decisivos como la generación baja en Carbono y la regulación del carbón; que con la construcción de la central Río Turbio de hecho desconoció.

Tampoco avanzamos en el desarrollo sistémico de las energías renovables y redes inteligentes, parte central del desarrollo de las energías limpias. El mundo ya ingresó en la era «post carbónica», Argentina va en dirección opuesta al mundo y a sus compromisos. Eliminar los subsidios no sociales disminuirá drásticamente la intensidad energética, la demanda de energía y su necesidad de importación; un paso necesario y obligado.

Reconstruir su infraestructura energética y productiva de cara al siglo XXI, implica incorporar una nueva y poderosa plataforma tecnológica, que suma a la Internet de las comunicaciones, una Internet de la energía y una Internet de la logística. El desarrollo integrado, llamado «Internet de las cosas»; primera revolución de la historia basada en una infraestructura inteligente que conectará equipos, fábricas, viviendas y vehículos usando la red de Internet de las comunicaciones ya existente, para integrar una Internet de la energía. La llamadas Smart grids, que ya operan en 14 países de América del Norte y de Europa, y que está en formación en otros.

La internet de la energía, integra un sistema operativo único, que permite ahorrar hasta el 20% de energía, y disminuir las inversiones en potencia hasta un 20%.

En 25 años se estima que esta fuerza inteligente operará todos los eslabones de la infraestructura y aumentará la productividad de un modo extraordinario, al generar electricidad verde y producir toda clase de bienes y servicios con impresoras 3D, y costos próximos a cero.

Lo que transformará gradualmente la economía de la escasez, como sucede hoy con la información de internet.

La respuesta a la pregunta «¿hacia dónde vamos y qué país queremos?» Hace a la conveniencia de Argentina resolver su crisis energética con un acuerdo estratégico con los EEUU, el principal exportador de tecnología y de capitales del mundo.

Nuestro futuro está asociado a las naciones líderes del mundo y a sus tecnologías que son las que determinan su rumbo, modelo económico y forma de vida.

Argentina necesita un socio tecnológico que aporte su expertise y know how específico en no convencionales, y el capital necesario para poner en valor nuestros recursos, no un socio financiero, viene a aprender en Vaca Muerta para explotar sus propios recursos.

Una vez logrado poner estos recursos en producción, crear Fondos Específicos que capturen parte de su renta extraordinaria, para impulsar un vigoroso programa de desarrollo de energías limpias: solar, eólica e hídricas, que sustituyan en forma progresiva a la generación con gas.

La energía nuclear aunque se presenta como una energía limpia no lo es, porque genera miles de toneladas anuales de residuos radiactivos con una vida media de millones de años. Y aunque no emita CO₂, estos residuos son una amenaza para la vida de las personas, su hábitat y el medio ambiente.

Debe además implementarse una política de fomento de viviendas y edificios inteligentes que generen su propia energía, la usen, vendan sus excedentes y brinden información de sus consumos en tiempo real, con criterios de eficiencia.

Estos conceptos, que modifican los criterios para reconstruir potencia, generación y las redes de transporte y distribución de electricidad, son los que sustituirán el consumo de hidrocarburos, y reducirán su participación e inversiones.

Es que la nueva matriz comunicación-energía producirá cambios económicos, sociales, políticos y psicológicos como ocurrió en el siglo XIX con la Primera, y en el XX con Segunda Revolución Industrial. Estas revoluciones también produjeron cambios disruptivos del paradigma económico y alteraron la cosmovisión de gran parte de la sociedad. Esta infraestructura inteligente del siglo XXI posibilitará un aumento tal de productividad, que la economía actual basada en la escasez gradualmente dará paso a una nueva economía, con más abundancia, rompiendo el divorcio entre la prosperidad económica y la ecología, satisfaciendo ambas a la vez, Argentina debe tomar este rumbo desde ahora; hacer realidad su boom de crecimiento económico y social, y dejar atrás la pobreza

Balance de gestión en energía 2016—2019

En 2015, el sector energético se encontraba en una situación de emergencia, con profundos desequilibrios que trascendían a la energía y representaban un "peso muerto" para la economía.

Entre 2003 y 2015 la producción de petróleo y gas había registrado caídas del 25% y 15% respectivamente, mientras que la demanda de gas natural crecía al 42% y el consumo eléctrico al 55% a + dependencia de las importaciones, convirtiéndonos en importador neto en 2011, comprando a valores muy altos.

Los mercados mayoristas de energía estaban intervenidos y el congelamiento de las tarifas se sostenía con permanentes cortes de electricidad en verano, de gas en invierno y déficits financieros crecientes cubiertos por el Tesoro.

A partir de 2016 se finalizó con la intervención de los entes reguladores de gas y electricidad, se actualizaron las tarifas y precios de la energía; en el período 2016-2019 crecieron las inversiones y la producción, lográndose un equilibrio en la balanza comercial energética en 2019. Hubo una reducción en los subsidios (bajaron de 19.000 a 6.000 millones de dólares) en un 69% (respecto al PBI pasó de ser el 3% a ser el 1,4% del PBI).

Con Vaca muerta se logró el mayor crecimiento de gas en los últimos 11 años y un crecimiento sostenido en la producción de petróleo.

En 2018 se volvió a exportar gas a Chile y se comenzó a exportar, por primera vez, Gas Natural Licuado (GNL).

Respecto a la energía eléctrica, se construyeron 29 centrales térmicas y se terminaron otras 12 que estaban en obra. Las reservas en el pico pasaron del 1,5% en 2016 al 10,3% en el 2018 a se cubrió la demanda con 100% de generación local y se redujeron un 40% los cortes de servicio.

Se impulsaron los proyectos de energías renovables y se reglamentó la Ley de Energías Renovables.

CONDICIONES SOBRE LA MACROECONOMÍA

Por el lado fiscal, en 2015, los subsidios a la energía equivalían al 3% del PBI. A partir del 2016 se realizaron correcciones tarifarias y se focalizó en la tarifa social.

En el frente externo, las políticas de congelamiento de precios del gas natural, sumadas a retenciones móviles a la exportación de petróleo, hicieron que la producción de gas natural y la de petróleo cayeran fuertemente entre 2002 y 2015.

Como resultado de las políticas enfocadas en el crecimiento de la producción de hidrocarburos, motorizado principalmente por la actividad en reservorios no convencionales, que viabilizaron un aumento de las exportaciones y una disminución de las importaciones, la balanza comercial recuperó su equilibrio en 2019.

En 2019, el incremento de la producción de petróleo se debió principalmente al mayor aumento de la actividad en reservorios no convencionales. Hubo un crecimiento en la producción de gas natural, motorizado principalmente por el incremento de la producción de gas no convencional (shale y tight) que se triplicó entre 2015 y 2019.

El impulso de los estímulos otorgados mediante la Resolución 46/2017 y 419/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería, enfocados principalmente en el shale gas, sumado a la liberación de los mercados de petróleo, hizo que la actividad y la productividad del shale registraran un

crecimiento notable, principalmente en la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.

Al mes de noviembre de 2019, Argentina ya contaba con 2.541 pozos terminados de explotación no convencional, duplicando los 1.254 pozos terminados a diciembre de 2015. En el caso del shale, ya alcanzaba los 1.196 pozos, 97% por encima de los 606 terminados hasta 2015, mientras que en el caso del tight alcanzaba los 1.345 pozos, 108% por encima de los terminados hasta diciembre de 2015. Ingresaron otras empresas a la explotación de estos pozos, ahora no solo YPF estaba involucrada.

Con el cambio en el diseño de los pozos (de vertical a horizontal) se cuadruplicó la productividad de los pozos entre 2015 y 2019.

Respecto a los hidrocarburos, en 2019 Argentina realizó el primer concurso público internacional para la exploración costa afuera en más de 30 años.

Entre 2015 y 2019 el consumo de gasoil, fueloil y carbón para generación eléctrica se redujo 89% gracias a una mayor disponibilidad de gas, el ingreso de renovables y la extensión de vida útil de la Central Nuclear Embalse.

En cuanto a la energía eléctrica, se produjeron mejoras tanto en términos de confiabilidad de suministro como en la incorporación de centrales termoeléctricas eficientes (cierres de ciclos combinados y cogeneración), la extensión de vida útil y en la incorporación acelerada de generación renovable.

Gracias a la incorporación de potencia térmica en el marco de la emergencia eléctrica, así como gracias a la mejora del factor de disponibilidad de los equipos, las demandas máximas de potencia de los años 2017, 2018 y 2019 fueron abastecidas, sin mayores inconvenientes, con

reservas que se mantienen en línea con estándares internacionales vinculados con la confiabilidad del sistema.

Entre 2016 y 2019, 62 proyectos de generación a partir de fuentes renovables ya entraron en operación comercial, mientras que 94 proyectos se encuentran en plena construcción.

MEDIDAS TOMADAS PARA REGULARIZAR LA SITUACIÓN

- **Normalización de los entes reguladores:** a partir de 2016 se llamó a concurso abierto para designar miembros del Directorio en el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) y en el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) luego de una larga intervención de estos entes.
- **Normalización de precios y tarifas de la energía:** como consecuencia de las medidas dispuestas a la salida de la crisis de la Convertibilidad los valores del gas y de la energía eléctrica se encontraban muy disociados de los costos reales del abastecimiento.

En ese momento, en el marco de la emergencia pública declarada por la Ley 25.561, se dejó sin efecto las cláusulas de ajuste y mecanismos indexatorios en los contratos celebrados por el Estado nacional con las prestadoras de servicios públicos (cabe aclarar que estas cláusulas de ajuste se encontraban en los contratos realizados durante la privatización de las empresas públicas). En paralelo, la Ley autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar dichos contratos, teniendo en consideración “los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas”. A partir del año 2005 el Estado nacional celebró acuerdos de renegociación integral con la mayor parte de las prestadoras en cuestión, con intervención previa y favorable del Congreso de la Nación. Si bien en esos acuerdos se establecía la obligación de realizar una Revisión Tarifaria Integral (RTI), dicho proceso quedó trunco. Llegado el mes de diciembre de 2015, tal revisión tarifaria había sido omitida en la totalidad de los contratos, circunstancia que derivó en diversas demandas judiciales y arbitrales contra el

Estado nacional, tanto ante tribunales nacionales como internacionales.

La tarifa estaba tan disociada que, a inicios de 2016 un usuario residencial pagaba 3% del costo de la energía eléctrica y poco más del 10% del costo de abastecimiento del gas.

- Normalización de precios y tarifas de gas natural y gas propano indiluido por redes:

En abril de 2016 el entonces Ministerio de Energía y Minería determinó los precios del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) a través de la Resolución 28/2016 para usuarios que adquieren gas natural a través de una prestataria del servicio de distribución por redes, y a través de la Resolución 41/2016 para la generación eléctrica.

Este primer incremento estuvo acompañado de herramientas de protección, como la creación e implementación de la Tarifa Social Federal (Resolución 28/2016), que apunta a cuidar a los sectores más vulnerables de todo el país, otorgándoles el beneficio de acceder a los servicios con precios acordes a su situación, siendo un salto cualitativo en la política de subsidios, por cuanto incorpora criterios explícitos de focalización, y procura minimizar los errores de inclusión (subsidiar a quienes no lo necesitan) y de exclusión (dejar de subsidiar a quienes lo necesitan). Estas resoluciones fueron declaradas nulas por decisión de la Corte Suprema de la Justicia, pero, a los efectos de la adecuación tarifaria resultaba necesaria la celebración de audiencia pública, estas audiencias comenzaron en septiembre de 2016. En la primera audiencia, el Poder Ejecutivo Nacional puso de manifiesto que el objetivo previsto era lograr un suministro de gas natural más equitativo y federal, que garantice su sostenibilidad en el tiempo, subsidiando sólo a quienes lo necesitan,

fomentando el ahorro y el consumo eficiente, promoviendo la producción local y minimizando las importaciones de combustibles. En octubre de 2016 el entonces MINEM (Ministerio de Energía y Minería) fijó un incremento de los precios del gas natural y del gas propano indiluido en PIST (PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE) mediante la Resolución 212/2016, conforme el sendero de readecuación de subsidios.

A fines de marzo de 2017 el ENARGAS concluyó el proceso de RTI del transporte y la distribución de gas natural, readecuando las tarifas del servicio, teniendo en cuenta los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio a los efectos de permitir a las licenciatarias afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, las erogaciones correspondientes a la ejecución del plan de inversiones obligatorias determinado por el ENARGAS.

Las licenciatarias del servicio de transporte y distribución se comprometieron a desistir íntegra y expresamente de las acciones legales entabladas contra el Estado nacional en las correspondientes instancias judiciales por incumplimientos contractuales derivados de la sanción de la Ley 25.561.

Se aprobaron a) los estudios económicos sobre la RTI de cada una de las licenciatarias, b) la Metodología de Ajuste Semestral, c) el Plan de Inversiones Obligatorias para el siguiente quinquenio para cada una de las licenciatarias, con compromisos de inversión por más de 40.000 MMARS ajustable de la misma manera que las tarifas, que permitirán realizar obras

tendientes a mejorar sustancialmente la seguridad y confiabilidad del sistema, así como también las expansiones de la red necesarias para incorporar más usuarios al servicio.

Como resultado de la RTI (Revisión Tarifaria Integral) se fijaron los siguientes incrementos escalonados en el sector del gas: 30% del incremento autorizado a partir del 1 de abril de 2017; 40% del incremento a partir del 1 de diciembre de 2017 y el 30% restante a partir del 1 de abril de 2018. Habiéndose completado la incorporación a los cuadros tarifarios del 100% del incremento aprobado en la RTI, en abril de 2018, las tarifas de los servicios de los segmentos regulados, transporte y distribución, serían ajustadas semestralmente mediante un mecanismo no automático de acuerdo con las previsiones de las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado nacional.

A principios de octubre, y a raíz de la marcada variación del tipo de cambio observada durante el período invernal (abril-septiembre) de 2018, se acumularon diferencias diarias significativas por la compra de gas en el marco de los contratos suscriptos entre los productores y las licenciatarias de distribución. En este sentido, la volatilidad de las variables financieras y del tipo de cambio que tuvieron lugar en ese período año pusieron en evidencia aspectos no contemplados en el régimen regulatorio previsto hace más de 25

años, en otro contexto macroeconómico y cambiario. A través de la Resolución 20/2018 de fecha 4 de octubre, se instruyó a ENARGAS para que las distribuidoras trasladen al usuario el recupero del crédito a favor de los productores en línea separada en la factura, en 24 cuotas, a partir del 1° de enero de 2019. Pero, con fecha 15 de noviembre de 2018, se publicó el Decreto 1053/2018, mediante el cual **el Estado nacional asumió**, con carácter

excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período.

En lo relativo al tratamiento de las diferencias diarias acumuladas, el Decreto determina que a partir del 1° de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deben prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.

Además, para brindar más transparencia y competitividad a la comercialización de gas natural se organizaron subastas en el Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA) para la contratación, tanto en condición firme como interrumpible, del suministro de gas con destino a usuarios del servicio completo (distribuidoras) y generación eléctrica.

- **Normalización de precios y tarifas de energía eléctrica:** El primero de estos incrementos se dio a fines de enero de 2016 con la publicación de la Resolución MINEM

6/2016, que fijó como referencia el precio sin subsidio para todo el país establecido en el Artículo 2° de la Resolución 1.301 del 7 de noviembre de 2011 de la entonces Secretaría de Energía, el que aún representaba un porcentaje menor del costo real de abastecer a la demanda nacional. Cabe destacar que a partir de esta norma se eliminó sustancialmente la segmentación de la demanda, por lo que todos los usuarios con demandas menores a 300 kW pasaron a pagar el mismo precio estacional de la energía, independientemente de su uso (alumbrado, residencial, comercial). Se creó el programa de Tarifa Social, en el que se bonificó el precio de la energía al que compran las prestadoras del servicio público de distribución eléctrica con destino a los usuarios elegibles. A partir del 1 de enero de 2019, las provincias acordaron definir la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales bajo su jurisdicción. Posteriormente, se sancionaron nuevos precios de la energía, la potencia y el transporte, con el objetivo de acercar, de forma gradual y previsible, el precio que paga la demanda al costo de generación. Hubo una bonificación del 100% sobre la totalidad de los componentes de jurisdicción nacional que integran el costo de compra mayorista de las prestadoras del servicio de distribución eléctrica, con destino a los usuarios electrodependientes por cuestiones de salud.

También se realizaron revisiones tarifarias (RTI) en Edenor y Edesur (únicas distribuidoras de jurisdicción nacional en ese momento) a los efectos de recomponer el valor agregado de distribución de estas concesionarias. A fines de 2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería determinó reemplazar el esquema de remuneración al Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión y al sistema de transporte por distribución troncal. Se estableció la asignación de costos mediante un “estampillado” por el cual los costos del servicio se dividen entre los usuarios en forma proporcional a su demanda o aporte de energía.

Esta medida busca incentivar las inversiones en transporte para integrar sistemas eléctricos aislados con el SADI (SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN), haciendo que no sean ellos solos los que deben soportar los costos de la inversión, sino que la misma se reparta conjunta y uniformemente entre todos los usuarios del sistema de transporte.

A fines de febrero de 2019, se dispuso que las concesionarias EDENOR y EDESUR pasaran a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de CABA, en línea con lo que ocurre con las distribuidoras eléctricas en las demás jurisdicciones.

El 50% de la energía del país se consume entre Gran Buenos Aires y Litoral, mientras que el resto de la Provincia de Buenos Aires consume un 11%, las zonas centro y noroeste 9% cada una, el noreste 7%, cuyo 6%, Patagonia 4% y Comahue 3%. Si se observa la demanda por segmento, el 28% corresponde a demanda industrial, un 29% a la demanda comercial, y el 43% restante al sector residencial.

- **Gestión de empresas de propiedad estatal:**

- **IEASA (Integración Energética Argentina):** surge de la fusión entre ENARSA y EBISA, con el objetivo de racionalizar y tornar más eficiente la gestión pública relacionada con actividades del sector de la energía, limitando la participación del Estado a aquéllas obras y servicios que no pudieran ser asumidos adecuadamente por el sector privado. Así, se concentraron el desarrollo y ejecución de ciertas actividades y proyectos energéticos en una empresa de capital estatal; se consolidaron las estructuras administrativas y se combinaron las capacidades técnicas y gerenciales de ambas empresas para lograr mayor eficiencia en la ejecución de las tareas. Se reformuló el proceso de compra de GNL, transparentando públicamente el proceso, haciendo públicos los resultados de las licitaciones internacionales y estableciendo el correspondiente control sobre las demoras de los barcos. Con el objetivo de racionalizar y tornar más eficiente la gestión pública, se realizó la venta de las Centrales Térmicas Brigadier López y Ensenada de Barragán, traspasando ambos Fondos de Comercio y todos los bienes, derechos y obligaciones que integran los mismos. Los adjudicatarios de ambas centrales tienen la obligación de finalizar las obras vinculadas con el cierre de ciclo. El monto recaudado por la venta de ambas centrales fue de 859 MMUSD. Adicionalmente, se realizó la venta mediante cesión de derechos de la explotación del área Aguada del Chañar en la Provincia del Neuquén, recaudando la suma de 95.6, MMUSD.
- **Nucleoeléctrica Argentina, Sociedad Anónima:** En marzo de 2016 NA-SA, operadora de las tres centrales nucleares argentinas, enfrentaba una estructura sobredimensionada, con sobre empleo ineficiente y contratos de obra sin obras asignadas (lo que implicaba un exceso de personal entre propio y contratado de más de 2.000 personas sobre una estructura total de 5.000 trabajadores); y una estructura tarifaria inadecuada, que sólo reconocía la venta de energía, sin tener en cuenta la disponibilidad de potencia. Hasta el año 2017, la remuneración que recibía la empresa por la venta de energía en el mercado mayorista presentaba varios problemas. El 100% de los ingresos dependía de la energía generada, desconociendo las particularidades de la generación nuclear, que tiene altos costos fijos, bajo costo de combustible y la obligación de realizar paradas programadas para garantizar la operación segura. Por otro lado, resultaba insuficiente para cubrir los gastos totales de operación y mantenimiento, resultando en un déficit económico y financiero notable. La remuneración a las centrales nucleares fue modificada en 2018, como resultado, el esquema actual permite inferir la estructura de costos de la empresa (división entre costos fijos y variables). Además, se remunera potencia disponible para otorgar cierta previsibilidad a los ingresos de la compañía, que posee una estructura

de costos bastante rígida y estable a lo largo del tiempo. En forma adicional se paga la potencia que se encuentra en mantenimiento que se haya declarado y acordado con CAMMESA con el objetivo de cubrir los gastos durante las paradas programadas. Por último, se destaca que durante 2016 se cancelaron los contratos con contratistas (empresas tercerizadas) sin asignación de tareas.

- **Dioxitek:** Dioxitek es una empresa de propiedad estatal que se encarga de la conversión del concentrado de uranio en polvo de dióxido de uranio calidad nuclear, combustible utilizado por los reactores argentinos. La empresa era administrada por la Comisión Nacional de Energía Atómica, que además detentaba la mayoría accionaria. En 2016, tenía su planta principal –de conversión a dióxido de uranio- clausurada por la Municipalidad de la Ciudad de Córdoba. Ello redundaba en una seria amenaza a su actividad principal y mostraba un nivel de empleo muy por encima de sus necesidades para el normal funcionamiento, como en el caso de NA-SA. En el año 2017, a través del Decreto 882, cambió la composición accionaria de la empresa. Hasta entonces, el 99% de las acciones estaba bajo titularidad de la CNEA y el 1% bajo la Provincia de Mendoza. Actualmente la Secretaría de Energía ostenta el 60% de participación, la CNEA el 39% y de la Provincia de Mendoza el 1%. Se recuperó la capacidad productiva cuantitativa y cualitativa de la empresa adecuándose, a su vez, la dotación de personal de acuerdo a sus necesidades para el normal funcionamiento.

- **Información al Congreso de la Nación:** Entre 2016 y 2019 se dio respuesta a más de 3.200 preguntas sobre energía realizadas por Diputados y Senadores nacionales.

- **Transparencia Activa:** se lanzó el portal de Transparencia Activa, que pone a disposición de ciudadano de manera proactiva información vinculada con lo estipulado por la ley acceso a la información pública, autoridades y personal, escalas salariales, declaraciones juradas, obsequios y viajes, compras y contrataciones, presupuesto, subsidios y otras transferencias por beneficiario, actos administrativos, gestión de la información, permisos y concesiones, auditorías, trámites y servicios, participación ciudadana, acordadas y sentencias y el acceso al mencionado catálogo de datos abiertos

- **Hoja de ruta para la normalización de la regulación del sector eléctrico argentino:** a través de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), conjuntamente con participantes del sector y con la colaboración de una consultora, se comenzó a desarrollar una “hoja de ruta” para la normalización de la regulación del sector

eléctrico argentino. El objetivo de dicho proceso consiste en la producción de un Informe Final y una Hoja de Ruta que permita contribuir al proceso de normalización del sector eléctrico argentino a través de una recomendación integrada de ordenamiento del sistema normativo e institucional, que permita el desarrollo de un mercado mayorista competitivo, eficiente y transparente, y de redes de transmisión y distribución modernas e inteligentes.

ACUERDOS DE PRODUCTIVIDAD

Acuerdo de productividad para el desarrollo de Vaca Muerta:

En enero de 2017 se firmó un acuerdo con la provincia de Neuquén, las empresas y los sindicatos petroleros para impulsar la producción de gas no convencional en Vaca Muerta. Cada una de las partes asumió compromisos concretos:

- Las empresas se comprometieron a incrementar sus inversiones hasta llegar a más de 10.000 MMUSD por año.
- El Estado nacional aceptó extender planes de estímulo con el objetivo de garantizar un precio competitivo a los productores.
- Los gremios, por su parte, aceptaron incluir mejoras de productividad en sus convenios colectivos.
- La Provincia de Neuquén, por su parte, se comprometió a no aumentar los impuestos y a mejorar la infraestructura vial en la región.

Acuerdo de productividad para las energías renovables

En octubre de 2017 se firmó acuerdo productivo para promover el sector de las energías renovables con el objetivo de mejorar la participación de empresas nacionales en la actividad, generar miles de puestos de trabajo de calidad y aportar al cuidado del ambiente. Apunta a mejorar la integración local de partes y piezas en la construcción de los parques eólicos, solares y plantas de biogás, biomasa y Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos para alcanzar un 50% de contenido nacional en 2023. Se establecieron nuevos incentivos fiscales, normativos y de financiamiento para la radicación de inversión productiva, el desarrollo de

proveedores locales a través de la transferencia de tecnología y la integración nacional. Como parte del Acuerdo por la Producción y el Empleo para Energías Renovables, el sector privado se comprometió a incorporar 2.000 nuevos empleos en el marco de la ronda 2 del programa RenovAr, profundizar el perfil exportador de las compañías, desarrollar mejoras de productividad, obtener certificados de calidad y aumentar la integración local. Los sindicatos, por su parte, se comprometieron a mejorar la productividad laboral, realizar modificaciones a los convenios que se adaptaran a la realidad del sector y participar de planes de capacitación junto con las empresas.

Petróleo: precios internacionales vs. Paridades exportación

Una variable muy relevante a la hora de continuar avanzando con el desarrollo de la producción de petróleo es la relación que existe entre los precios reconocidos a los productores locales frente a los que podrían obtener exportando al mercado internacional. Gracias al incremento de la producción de petróleo liviano de los últimos años, Argentina se encuentra encaminada a ser excedentaria en este tipo de crudo de manera permanente, por lo que esta relación se torna cada vez más determinante.

Esta serie muestra etapas bien diferenciadas:

- 2001: convergencia casi absoluta entre ambos precios.
- 2002 — 2003: inicio de las retenciones a las exportaciones (20%), pero que prácticamente no reducen el precio local, siguiendo muy de cerca el de la paridad de exportación.
- 2004 — 2014: aumento notorio del precio internacional y de las retenciones (primero a 25% y luego móviles), produciendo una rebaja significativa del precio doméstico versus la paridad de exportación. Durante estos 11 años los productores locales recibieron unos 50.000 MMUSD menos de lo que hubieran cobrado exportando su crudo, a una detracción de 4.600 MMUSD anuales. Esta pérdida (contra fáctica) de ingresos se estima en aproximadamente el 28% de sus precios potenciales.
- 2015 — 2017: situación inversa a la anterior, caída del precio internacional y establecimiento de un precio sostén a través del “barril criollo”. A partir de diciembre del 2015 se inició un sendero de convergencia al que finalmente se llegó en octubre de 2017. Durante estos dos años de transición los productores locales cobraron unos 9.900 MMUSD por encima de lo que hubieran recaudado si hubieran exportado, a razón de un sobreprecio por 3.300 MMUSD anuales, equivalente a una mejora en sus precios del 41%.
- 2018 — 2019: luego de haber alcanzado la convergencia entre ambos precios durante casi un año, se reintrodujeron retenciones en septiembre de 2018. En este período de dos años se registra una diferencia en contra del petróleo doméstico de 1.600 MMUSD, a razón de una detracción de 800 MMUSD anuales, que significó una resignación del 7%.

Impuesto a los combustibles como amortiguador

La Ley 27.430 de Reforma Tributaria, publicada en el Boletín Oficial el 27 de diciembre de 2017, y cuyos cambios se hicieron efectivos a partir de marzo de 2018, introdujo modificaciones en los impuestos específicos a los combustibles con el objetivo de aislarlos de la evolución del precio del petróleo y de las variaciones en el tipo de cambio, es decir que se los convirtió en un “amortiguador” que permite alisar los incrementos o caídas de estas dos variables, suavizándolas en el tiempo. Concretamente:

- Se eliminó la Tasa Hídrica (sobre las naftas) y la Tasa Vial (sobre el gasoil).
- Se incorporó el impuesto al CO₂.
- Tanto el impuesto al CO₂ como el Impuesto a los Combustibles Líquidos pasaron a ser una suma fija, actualizada trimestralmente por el IPC (en lugar de calcularse como un porcentaje del valor de los combustibles).
- Dentro de esta actualización se creó un margen discrecional del 25% hacia arriba y 10% hacia abajo, potenciando el efecto amortiguador frente a potenciales variaciones abruptas en los precios del petróleo y el tipo de cambio.

El monto total no recaudado por el Estado nacional desde marzo de 2018 hasta diciembre de 2019, debido a la aplicación de este amortiguador derivado de la reforma tributaria, ha sido superior a 100.000 MMARS, a razón de más de ARS 4.400 millones de pesos mensuales transferidos a los consumidores por menor recaudación. La utilización en estos dos años de este mecanismo amortiguador ha hecho que estos impuestos sean relativamente reducidos, comparados con los vigentes en la región.

Hidrocarburos

En 2018 —último año reseñado en el Balance Energético Nacional a la fecha— más del 87% de la oferta interna total de energía provino de los hidrocarburos, lo que explica la importancia que tiene las políticas adecuadas debido a su impacto en el sector energético y en el resto de

la economía. La producción total de petróleo y gas en Argentina alcanzó un máximo, en el año 2003, medido en miles de barriles equivalentes de petróleo diarios (kbbl/d). Desde entonces, comenzó una trayectoria decreciente hasta alcanzar su valor mínimo en el año 2014. En 2019, la actividad ya ha retomado la senda del crecimiento, encontrándose nuevamente a niveles de 2011.

La recuperación y el crecimiento de la producción de hidrocarburos estuvieron motorizados principalmente por el desarrollo de los recursos no convencionales. En el caso gas natural, el impulso de los programas de estímulo otorgados con foco principalmente en el shale gas, sumado a la liberación de los mercados de petróleo, generó que la actividad y la productividad del shale experimenten un fuerte crecimiento, principalmente en la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina. Por otra parte, con el fin de fortalecer la competitividad del sector y contribuir

a la reducción de costos, se estableció un régimen especial aplicable a las operaciones de importación de los bienes usados destinados a las actividades de exploración, perforación o explotación de la industria hidrocarburífera.

Esto, catalizó la aceleración de la incipiente actividad en la producción de hidrocarburos no convencionales atrayendo a las principales compañías tanto locales como de escala global a la actividad no convencional en Argentina, con notables resultados en la producción tanto de petróleo como de gas natural. Al mes de noviembre de 2019, Argentina ya contaba con 2.541 pozos terminados de explotación no convencional, duplicando los 1.254 pozos terminados a diciembre de 2015. En el caso del shale, ya alcanzaba los 1.196 pozos, 97% por encima de los 606 terminados hasta 2015, mientras que en el caso del tight alcanzaba los 1.345 pozos, 108% por encima de los terminados hasta diciembre de 2015.

PETRÓLEO

A comienzos del año 2016 la industria petrolera se encontraba transitando un ciclo negativo, que había comenzado dos años antes con el desplome de los precios internacionales. Como resultado, el sector mostraba un menor nivel de actividad. Con el objetivo de mantener el nivel de empleo, la inversión y la actividad en el sector de exploración y explotación de hidrocarburos y de servicios a esa industria, como así también los ingresos de las provincias productoras, se dio transitoriamente continuidad a los incentivos que venía implementando la administración anterior, con el sostenimiento del “barril criollo”, que ubicaba el precio local por encima de los precios de referencia internacional. Adicionalmente, se creó un programa de estímulo a la exportación de petróleo crudo excedente tipo Escalante proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge para aquellos volúmenes de producción que no podían ser procesados por las refinerías locales.

En enero de 2017, en un contexto internacional que continuaba siendo complejo en materia de precios, se firmó con las empresas hidrocarburíferas el “Acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina”, que estableció un período de

transición de 12 meses para el cual se establecieron precios de referencia para el petróleo tipo Medanito y Escalante, fijando un sendero gradual y decreciente de precios del crudo, con el objetivo de establecer, consecuentemente, un sendero para la convergencia de los precios de sus derivados. A partir de abril de ese año, se acordó permitir ajustes trimestrales de los derivados en función del precio del crudo de referencia, del tipo de cambio y del precio y porcentaje de corte de los biocombustibles. El Acuerdo establecía una cláusula de suspensión sujeta a la variación al alza del precio del crudo de referencia: si el precio promedio internacional del barril de petróleo crudo Brent superaba durante más de 10 días consecutivos el valor de referencia previsto para el petróleo crudo local tipo Medanito menos 1 USD/bbl, quedaban suspendidos los compromisos del Acuerdo a partir del mes calendario posterior. Esa condición se cumplió el 13 de septiembre de 2017, por lo que la suspensión tuvo lugar a partir del 1° de octubre de 2017. A partir de allí, los precios en el mercado comenzaron a determinarse a partir de la libre interacción entre la oferta y la demanda.

Para evitar un impacto grande en el consumidor final, hubo una fijación del precio del barril de crudo para las ventas realizadas al mercado interno con el objetivo de evitar variaciones abruptas de los precios en surtidor que afectasen a los usuarios finales.

Posteriormente, la Secretaría de Gobierno de Energía dictó las Resoluciones 552/2019, 557/2019 y 668/2019, que tuvieron por objeto ajustar paulatinamente los precios en surtidor hasta el fin de la vigencia del Decreto 601/2019, suavizando el impacto de la liberación de los precios.

La carga de las medidas fue compartida entre los distintos actores (públicos y privados) vinculados al sector. Luego de actualizaciones graduales entre septiembre y noviembre del precio del barril y los impuestos a los combustibles, el 13 de noviembre finalizó la intervención transitoria en el mercado de combustibles líquidos (ventas minoristas al público), determinándose los mismos de acuerdo a reglas de mercado.

Biocombustibles

BIOETANOL

En el año 2006 se promulgó la Ley 26.093 de regulación y promoción para la producción y el uso sustentable de biocombustibles en Argentina, que estableció el corte del gasoil con un 5% de biodiesel a partir de 2010. La producción local de biodiesel comenzó a mostrar un crecimiento desde el año 2008, que se afianzó con la implementación en 2010 del corte de biodiesel para el gasoil utilizado en el mercado interno.

A partir de abril de 2016 se incrementó de 10% a 12% el corte de bioetanol —que se produce exclusivamente con destino en el mercado interno— en naftas de uso automotor, promoviendo

el abastecimiento del bioetanol en forma equitativa entre el sector elaborador en base a caña de azúcar y el correspondiente al de maíz.

Biodiésel

En el caso del biodiésel, se vende al mercado interno y se exporta. A partir del año 2013 se detuvo la trayectoria ascendente que venía mostrando la producción, registrando una caída interanual del 18,6%, que se explica por la disminución de las exportaciones, vinculado a las medidas contra un supuesto dumping impuestas por la Unión Europea a las importaciones de biodiésel argentino desde ese año. A partir del año 2016 la producción se recuperó alcanzando su máximo histórico de 2017. Si se analiza la trayectoria de las ventas en conjunto con la producción, se puede inferir que las exportaciones de biodiésel se constituyeron en el motor que impulsó el crecimiento del sector.

Se podría considerar que la demanda interna es una demanda de base garantizada para la producción de biodiésel, en tanto que la demanda externa y sus fluctuaciones son las que determinan el nivel final de producción local.

Energía nuclear

Durante el período 2016—2019 se trabajó para fortalecer el cluster tecnológico local y mantener la posición argentina en el mundo en materia de desarrollo tecnológico nuclear. Las principales acciones en esta dirección estuvieron orientadas a fortalecer la seguridad del abastecimiento energético, la diversificación de la matriz energética, la normalización de la remuneración a la generación nuclear con criterios de eficiencia, el fortalecimiento de la cooperación en materia de seguridad física nuclear, ejecutando grandes proyectos de inversión, como la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse que llevó adelante Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA) y los que lleva a cabo la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) como el Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM) y el Proyecto de Reactor Multipropósito RA-10.

Integración al mundo

El Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas de G20

Argentina fue anfitrión y asumió la presidencia del G20 en 2018. En ese marco, la Presidencia constituyó el Grupo de Transiciones Energéticas (ETWG, por sus siglas en inglés) y por otro lado el Grupo de Sustentabilidad Climática (CSWG, por sus siglas en inglés).

El Comunicado de Ministros, finalmente consensuado por todos los miembros de G20 en Bariloche, reconoció la importancia del tema climático y su interrelación con la energía, así como la relevancia de la eficiencia energética, las energías renovables y la energía nuclear, pero también enfatizó la realidad de muchos países donde los combustibles fósiles, especialmente el gas natural —sobre el que instó a fomentar la transparencia y la competitividad de los mercados—, juegan un rol preponderante en la matriz energética, dado que casi tres cuartas partes de la producción energética mundial está basada en hidrocarburos. Asimismo, el comunicado destaca acuerdos vinculados con el rol clave de la innovación, la transparencia de los datos y la información vinculada con el sector energético y la digitalización de los mercados, la seguridad energética, el acceso a la energía y su asequibilidad.

Acuerdos internacionales

En el marco de las relaciones energéticas bilaterales, la Secretaría de Gobierno de Energía suscribió diversos acuerdos, convenios y memorandos de entendimiento que permiten complementar los recursos energéticos nacionales, brindando la posibilidad de lograr intercambios, atender emergencias, diversificar la oferta, disminuir el impacto en el ambiente, así como también contribuir a la formación de recursos humanos en diferentes áreas.

A nivel bilateral, se avanzó en negociaciones con la República Popular China por los contratos de las represas hidroeléctricas del río Santa Cruz, y también en las referidas a la cuarta central nuclear mediante la firma de un Memorando de Entendimiento con las autoridades del gobierno de la República Popular China. Asimismo, se retomó una agenda de cooperación energética con el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con el que se firmó un Memorando de Entendimiento para colaborar en materia de seguridad física y radiológica.

Intercambios comerciales energéticos

Renegociación del contrato de abastecimiento de gas natural con Bolivia

Entre 2015 y 2016, la producción de gas boliviano comenzó un proceso de marcada declinación. Esto, sumado a los datos técnicos provenientes de las últimas certificaciones de reservas, y al déficit en la inyección de Bolivia durante el año 2018, incumpliendo los compromisos asumidos por YPFB en los contratos con Argentina y Brasil durante el invierno; generó desconfianza acerca de la disponibilidad del fluido para el abastecimiento en los años 2019 y 2020.

La rigidez de las cláusulas originalmente pactadas, como la de Tomar o Pagar, hizo que el Contrato resultara oneroso y que generara saldos deudores a la empresa IEASA debido a la contratación de volúmenes innecesarios en el verano y al abastecimiento deficitario en el suministro durante el invierno. Habiéndose dado las razones anteriores que coadyuvaban a que se produjese una falta de pago de IEASA por el suministro de tres meses, durante las reuniones habituales de Comité de Gerencia del Contrato entre YPFB e IEASA se planteó la

necesidad de una modificación al Contrato y, paralelamente, en agosto de dicho año se iniciaron a través del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto diversas gestiones para renegociar el acuerdo de suministro de gas natural, que se había tornado desventajoso para Argentina y de difícil cumplimiento por parte de Bolivia debido a los volúmenes comprometidos a entregar en invierno; se alcanzó un acuerdo que culminó con la suscripción de la Cuarta Adenda al Contrato, firmada el 14 de febrero de 2019 en Bolivia. La renegociación generó ahorros al Tesoro Nacional, liberando el pago de 376 MMUSD anuales por la penalidad establecida por la reducción de los volúmenes de verano (1 de cada 4 USD que se hubiese pagado a Bolivia hubiesen correspondido a la penalidad). Como resultado de esta renegociación el Estado nacional ahorró aproximadamente 300 MMUSD en 2019, y se espera que alcance un ahorro similar durante 2020.

Reinicio de las exportaciones a escala de gas natural a Chile

Como resultado del incremento de la producción de gas natural por encima de los requerimientos de la demanda doméstica, en octubre de 2018 se reanudaron las exportaciones regulares de carácter interrumpible a Chile, que habían sido suspendidas el año 2007. La marcada estacionalidad de la demanda de gas natural en nuestro país, con un déficit de oferta en el período invernal y un superávit en el estival, representa un desafío para la viabilidad económica de los proyectos de explotación, lo que requiere alternativas que permitan colocar la producción excedente de gas natural durante los meses de verano. Esto permitió una mejora en la balanza comercial, sin comprometer el abastecimiento del mercado interno. Se establecieron nuevas pautas para la autorización de exportaciones de gas natural en condición firme (no interrumpible) a Chile para el período estival 2019/2020.

Exportaciones de GLP

Gracias al aumento de producción de gas licuado de petróleo (GLP), se autorizaron operaciones de exportación por un total de 1,27 millones de toneladas, resultando el mayor volumen exportado desde 2010 y sumando 425 millones de dólares al saldo de la Balanza Comercial Energética.

Recuperación del equilibrio en la Balanza Comercial Energética

El aumento de las inversiones en exploración y el desarrollo de los recursos no convencionales han redundado en una recuperación del saldo comercial del sector que, de haber alcanzado un superávit de 6,1 mil MMUSD en 2006, se había revertido hacia un déficit de 6,9 mil MMUSD en el 2013 (por las importaciones de gas de Bolivia, GNL, electricidad, petróleos crudos livianos y gasoil). En 2018 el déficit se redujo hasta 2,3 mil MMUSD y continuó disminuyendo durante 2019, por lo que se estima que se alcanzará el equilibrio hacia fin de 2019. Todo esto como consecuencia del incremento de la producción, la renegociación del contrato con Bolivia y las exportaciones de gas durante el verano.