

S E R I E A P O R T E S

El regreso del Estado a la planificación energética

Desafíos para la nueva década

Diego Margulis
Nadab Rajzman
Andrés Tavošnaska

S E R I E A P O R T E S

■ EL REGRESO DEL ESTADO A LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA
■ DESAFÍOS PARA LA NUEVA DÉCADA

DIEGO MARGULIS
NADAB RAJZMAN
ANDRÉS TAVOSNANSKA

El regreso del Estado a la planificación energética. Desafíos para la nueva década.

AUTORES:

Diego Margulis / Nadab Rajzman / Andrés Tavošnanska

Los autores son Licenciados en Economía de la UBA y forman parte de la Asociación de Economía para el Desarrollo de Argentina (AEDA)

El regreso del Estado a la planificación energética. Desafíos para la nueva década, corresponde al Ciclo de talleres sobre "La agenda del desarrollo. Lineamientos para profundizar el modelo productivo" organizado por AEDA y FES.

AEDA

Asociación de Economía para el Desarrollo de la Argentina

Teléfono Relaciones Institucionales y Prensa AEDA:

(5411) 6397-0072

correoaeda@gmail.com

FUNDACION FRIEDRICH EBERT

Marcelo T de Alvear 883, 4º piso.

C1058AAK - Buenos Aires, Argentina.

E-mail: fes.argentina@fes.org.ar

www.fes.org.ar

Los artículos que publicamos son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no traducen necesariamente el pensamiento de la Fundación Friedrich Ebert. Se admite la reproducción total o parcial de sus trabajos como asimismo de sus ilustraciones, a condición de que se mencione la fuente y se haga llegar copia a la redacción.

Impreso en Argentina, noviembre de 2011.

DISEÑO DE PUBLICACIONES:

YUNQUE de Ildefonso Pereyra.

E-mail: yunquemm@yahoo.com.ar

Tel. Fax: 54 11 3980 5571

Tarifa 3520 - CP1253

Buenos Aires, Argentina.

Introducción

5

El modelo privado desregulado

6

El retorno del Estado

10

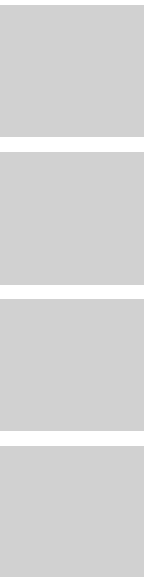
Principales desafíos

19

Conclusiones

23





Introducción

INTRODUCCIÓN

El sector energético es un engranaje fundamental del sistema económico, en cuanto de su buen funcionamiento dependen no sólo la casi totalidad de los procesos productivos, sino también una parte sustancial de la actividad cotidiana (la calefacción, cocina o transporte, etc.). Además, el acceso a la energía y los precios a los que ésta se encuentre disponible es una de las variables principales que sostienen la competitividad de la industria nacional.

En la Argentina, durante la Convertibilidad se completó el proceso de desarticulación del modelo de regulación estatal del sector energético, el cual tenía como protagonistas a un puñado de empresas estatales, como YPF, Gas del Estado y Agua y Energía. En esos años, gran parte del sistema energético nacional fue privatizado y sufrió profundos cambios regulativos, estableciendo de esa manera un nuevo sistema de incentivos a la inversión mediante la generación y apropiación de rentas extraordinarias. En este contexto, la producción de hidrocarburos y energía eléctrica se expandió, pero abandonando la preocupación previa por asegurar el autoabastecimiento, diversificar la matriz energética y promover el desarrollo tecnológico local.

A partir de la salida de la Convertibilidad, la economía recuperó su dinamismo y comenzó a crecer de manera acelerada. Ello impulsó una expansión fenomenal del consumo energético, demandando de esta manera políticas específicas para asegurar el acceso a la energía en condiciones favorables a la población y la industria nacional.

El objetivo del presente trabajo es evaluar los cambios en el modo de regulación del sistema energético que se produjeron en la primera década del nuevo siglo y las principales problemáticas que pueden emerger en el corto y mediano plazo dentro del sector. Se discutirán, además, lineamientos de política que para potenciar el desempeño del sector energético para que pueda acompañar al resto de los sectores económicos brindando energía para el desarrollo del país.

En este trabajo se examinará en la primer sección, el funcionamiento del modelo privado desregulado de funcionamiento del sector energético, repasando la evolución de la producción y reservas hidrocarburíferas, así como los cambios en la generación de energía eléctrica. Luego, en la segunda sección se analizan los cambios sufridos a partir del año 2003, especialmente el mayor

protagonismo del Estado, los cambios de actores privados, el abastecimiento de hidrocarburos y energía, así como la aparición de la producción de energías renovables. En la tercer sección, se indicarán cuales son las principales problemáticas que se presentan en el corto y mediano plazo para lograr un sistema energético sustentable que brinde competitividad al país. Finalmente, en las conclusiones se hace un balance de lo analizado y se esbozan lineamientos de políticas.

El modelo privado

EL MODELO PRIVADO DESREGULADO

desregulado

HIDROCARBUROS

Desde su desarrollo a principios del siglo veinte, el sector hidrocarburífero se encontró con un fuerte interés del Estado por orientar su actividad. En sus inicios, el sector era regulado a través de distintas leyes y decretos que sirvieron para la coordinación de la actividad del sector hasta la creación de YPF, en 1922.

A partir de entonces, dicha empresa estatal se convirtió en la herramienta central a través de la cual el Estado intervenía en la industria petrolera. Su rápido crecimiento permitió incrementar el nivel de extracción y exploración de manera sostenida, aunque sin lograr cubrir la totalidad de la demanda local. De esta manera, el país dependió hasta la década del '80 de cuantiosas importaciones a fin de abastecer al mercado interno. Ello resultaba una pesada carga sobre la balanza de pagos, lo cual motivó distintos ensayos para avanzar hacia el autoabastecimiento. Así, se fomentó la inversión extranjera en el sector -tanto en el gobierno de Perón como en el de Frondizi-, aún a pesar de la resistencia ofrecida por la opinión pública a la llegada de empresas foráneas.

A pesar de la presencia de empresas extranjeras, durante la mayor parte del siglo pasado YPF y Gas del Estado coordinaron el sector, realizando casi la totalidad de las inversiones, fijando los precios y el nivel de extracción. Dado que el objetivo era lograr el autoabastecimiento de petróleo (el gas fue considerado durante muchos años como un subproducto del petróleo), la exportación de hidrocarburos sin procesar se encontraba prohibida. En este contexto, el sector privado poseía una participación muy limitada, a causa tanto de impedimentos legales como de la imposibilidad práctica de competir con YPF. Si bien las primeras reformas realizadas por el gobierno militar a partir de 1976 modificaron parcialmente esta situación, el rol estatal de coordinación del mercado no se vio alterado hasta que se avanzó con la profunda reforma del Estado implementada durante el gobierno menemista.

Las reformas neoliberales realizadas durante la década del '90 modificaron totalmente la concepción que se tenía hasta entonces sobre el sector. Las leyes de Reforma del Estado y de Emergencia Económica, promulgadas en 1989, fueron la punta de lanza para las transformaciones del sector de hidrocarburos. Bajo el lema de "alcanzar un mercado desregulado, competitivo y abierto", se permitió a las empresas extranjeras y privadas alcanzar beneficios y privilegios que no habían podido

obtener hasta ese entonces: por ejemplo, concesiones (capitales extranjeros tenían vedado obtener concesiones) con libre disponibilidad de las reservas que de ellas se obtengan. La desregulación llegó a tal punto que las empresas comenzaron a declarar ellas mismas el nivel de sus reservas, sin ninguna mediación del Poder Ejecutivo.

Por otro lado, con la transformación de YPF en sociedad anónima en 1990, se comenzó a desarticular su estructura para luego privatizarla de manera definitiva en 1992, año en el que se federalizaron las reservas y se distribuyeron sus acciones entre las provincias de los yacimientos, los trabajadores de la empresa y jubilados. Con el advenimiento de los operadores privados con libre disponibilidad del petróleo extraído, la extracción petrolera tomó un fuerte impulso que le permitió crecer un 76% entre 1990 y 1998, año en que se alcanzó el máximo de producción.

Este aumento de la extracción no estuvo orientado a satisfacer aumentos en la demanda interna de derivados de petróleo, sino a incrementar las exportaciones. Por otro lado, el precio internacional en el período de referencia se encontraba en niveles bajos, lo que implica que se exportó una importante cantidad de hidrocarburos en condiciones de mercado inadecuadas. El incremento de la exploración y exportación formaba parte de la estrategia empresarial de los nuevos operadores tendiente a sobreexplotar los yacimientos de forma tal de poder monetizar las reservas en el menor tiempo posible. Este comportamiento contrasta con la búsqueda de una explotación eficiente que permita obtener mayores volúmenes de producto y precio, considerando un plazo mayor.

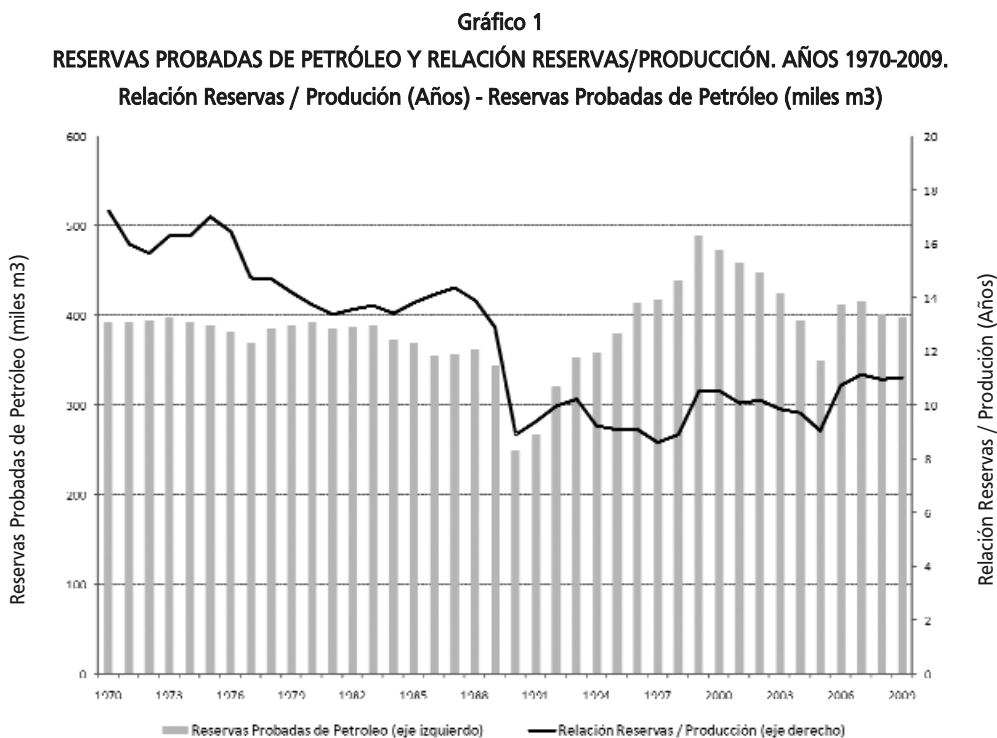
En el año 1998 se alcanzó el máximo en la extracción de petróleo, comenzando a declinar con posterioridad, principalmente por falta de inversiones en exploración. Además, cabe remarcar que las principales explotaciones desarrolladas luego de los 90 fueron aquellas descubiertas por YPF antes de su privatización y los inversores privados se limitaron a perforar en zonas donde había alta seguridad de encontrar hidrocarburos, siendo muy baja la inversión en áreas con riesgo geológico.

La trayectoria de la extracción de gas natural guarda grandes similitudes con la del petróleo, aunque con el agravante de que este producto contó con fuertes incrementos en su consumo. En este caso, en la década del 90 comenzó a exportarse gas en grandes cantidades, lo que requirió grandes inversiones en gasoductos que conecten con los países vecinos, y el consumo interno se multiplicó de la mano de la instalación de generadoras eléctricas de ciclo combinado. Como consecuencia, la producción de gas se incrementó aceleradamente hasta alcanzar su máximo en el año 2004, momento a partir del cual comenzó a decaer.

La política de exportación indiscriminada de hidrocarburos permitió elevar de forma sustancial el superávit comercial energético, revirtiendo la histórica sangría de divisas que este sector había provocado, aunque sería solo de forma transitoria. La entrada de miles de millones de dólares contribuyó a sostener en el tiempo a la Convertibilidad, con las consecuencias que este régimen tuvo en términos de desindustrialización y endeudamiento. Sin embargo, la contracara de este déficit fue la disminución del horizonte de reservas, comprometiendo el autoabastecimiento energético de mediano y largo plazo.

En cuanto al nivel de reservas, hasta mediados de los 90 se registró una caída profunda en la relación entre reservas y producción, un indicador muy utilizado para analizar la sustentabilidad del sector. Esto se produjo no tanto por variaciones en el nivel de reservas probadas, sino fundamentalmente por el aumento de la extracción con destino a la exportación que se mencionaba anteriormente.

Sin embargo, a partir de fines de la década del 90, el nivel de reservas y producción hidrocarburífera fue lentamente mermando. Si bien la caída en las reservas es multicausal, el principal factor explicativo se relaciona con las falencias que tuvo (y tiene) el marco regulatorio diseñado al momento de la privatización del sector, el cual no fomentó la inversión en exploración sino la explotación de lo ya descubierto.



El principal objetivo del cambio de reglas al momento de la privatización del sector de extracción de hidrocarburos fue la entrada al país de los grandes actores mundiales del sector, suponiendo que éstos incorporarían tecnología de punta e inversiones cuantiosas.

Esto se realizó ofreciendo condiciones excepcionales a las grandes productoras mundiales, de forma de hacer al país atractivo a la hora de decidir donde localizar sus inversiones. Lo particular de esta competencia es que, a diferencia de otros sectores de la economía, el riesgo es un componente muy importante dado que, más allá de las variables que se evalúan en todo proyecto de inversión, en los casos de exploración petrolera y/o gasífera, el riesgo geológico puede ser muy alto.

Dado que Argentina no es un territorio que cuente con una geología excepcional, las exploraciones conllevan un importante riesgo de que sean infructuosas, el cual además, es significativamente mayor al de otros países productores de hidrocarburos¹. Esto implica que no sólo se deben ofrecer a las empresas petroleras convenientes condiciones para la inversión para igualar lo que hacen otros países, sino que se debe ofrecer un plus para compensar el riesgo que puede tener invertir en un área con una geología no tan favorable.

¹ Esto no significa que no queden nuevos descubrimientos por realizar en el país, sino que el porcentaje de búsquedas exitosas no es alto.

En otras palabras, esto significa que, dadas las condiciones geológicas del país, la voluntad de dejar en manos de empresas privadas la responsabilidad de desarrollar el sector impone un límite severo a la capacidad del Estado o de los consumidores de apropiarse de la renta petrolera.

En resumen, se articuló un modelo que incluyó la privatización, transfiriendo la renta petrolera al sector privado, mientras se implementó una política de explotación indiscriminada de las reservas del país en pos de la obtención de ganancias extraordinarias, comprometiendo el autoabastecimiento energético.

ENERGÍA ELÉCTRICA

El sistema eléctrico estuvo durante la mayor parte del siglo veinte fuertemente controlado por el Estado, a través de empresas como Agua y Energía Eléctrica (encargada del desarrollo de los aprovechamientos hidroeléctricos), la Comisión Nacional de Energía Atómica (a través de la cual se articuló el desarrollo nuclear), Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) e Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima (conocida como Hidronor y creada con el objetivo de explotar las fuentes hidroeléctricas de la cuenca norpatagónica).

Estas empresas articulaban un sistema con predominio estatal que se caracterizaba por una fuerte integración vertical de las tres etapas técnicas del proceso productivo, mientras la Secretaría de Energía se encargaba de la planificación y la regulación. Este sistema eléctrico enfrentó en la década del 80 una severa crisis, la cual sirvió de justificación para la privatización posterior. La venta de las empresas públicas incluyó su segmentación en firmas abocadas a la generación, transporte o distribución.

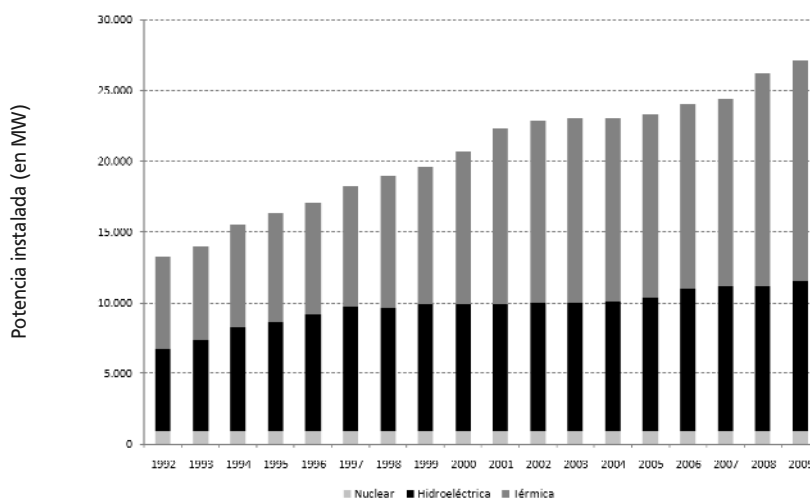
A partir de ese momento, la dinámica del sector pasó a descansar en la iniciativa, los intereses y las posibilidades de rentabilidad de los empresarios, mientras el Estado abandonaba la planificación de largo plazo y la acción empresaria.

El establecimiento de la supuesta libre competencia en la fase de producción llevó a la reconversión del parque generador de unos pocos prestadores estatales con diversidad de fuentes primarias a muchos prestadores privados con preeminencia de centrales térmicas convencionales (especialmente las que utilizan gas natural). La instalación de este tipo de generadores se debió a que tienen un período de maduración de las inversiones menor y a que las mejoras tecnológicas de los nuevos equipamientos térmicos han reducido las necesidades de capital y mejorado las economías de escala.

Las nuevas inversiones privadas se concentraron entonces en centrales térmicas instaladas en las zonas del Comahue y el NOA, en donde aprovechaban la disponibilidad de gas a bajo costo, y luego en la zona de GBA, aprovechando la capacidad ociosa que los gasoductos poseían en las épocas templadas y calurosas. A partir de 1995 (año en que se culminaron las últimas obras que se privatizaron en construcción) no hubo nuevas incorporaciones de energía hidroeléctrica por aproximadamente una década, momento en el cual se retomó la elevación de cota de Yacyretá financiada por el Estado Nacional.

La modalidad de inversión que primó durante los 90 fue la compra llave en mano de las centrales a empresas extranjeras, con la consecuente reducción de la incorporación de equipos electromecánicos de fabricación local y de tecnología local en general.

Gráfico 2
POTENCIA INSTALADA (EN MW) DEL SECTOR ELÉCTRICO.
(centrales nucleares, hidroeléctricas y térmicas). Años 1992-2009



Fuente: CAMMESA

Luego, una vez iniciada la recesión que culminaría con la implosión de la Convertibilidad, se paralizaron todas las inversiones², mientras la demanda de energía se estancaba por la recesión que sufría el país.

En conclusión, la privatización y atomización del sector eléctrico puso fin a la política de diversificación de la matriz energética y desarrollo tecnológico local. Por el contrario, el incremento de la capacidad instalada se realizó mediante la articulación del sector con la producción gasífera, minimizando así las inversiones necesarias. De esta forma, se profundizó la dependencia de hidrocarburos del país, al mismo tiempo en que se reducían las inversiones para asegurar el mantenimiento de los niveles de reservas.

El retorno

EL RETORNO DEL ESTADO

del Estado

EL ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS

La recuperación de la economía que tuvo lugar desde mediados del año 2002 puso al sector frente a fuertes desafíos. La producción de petróleo se encontraba disminuyendo hace tres años y la de gas empezaría a caer pronto. Mientras tanto, el consumo interno comenzó a recuperarse de forma

² Los aumentos de potencia instalada que se pueden observar entre 2000 y 2002 corresponden a decisiones que fueron tomadas años antes y que estaban en construcción.

acelerada. El crecimiento de la economía impulsó un mayor consumo de derivados de petróleo, tanto de uso particular como para el transporte de cargas y para el sector agropecuario; a su vez, el consumo de gas creció de la mano de la demanda de la industria manufacturera, el crecimiento de la generación eléctrica, la utilización de GNC y el consumo domiciliario y comercial.

De esta manera, el consumo de gas y petróleo creció alrededor de un 40% entre 2002 y 2008. Mientras tanto, la producción de petróleo se redujo en un 17% y la de gas creció sólo un 10%.

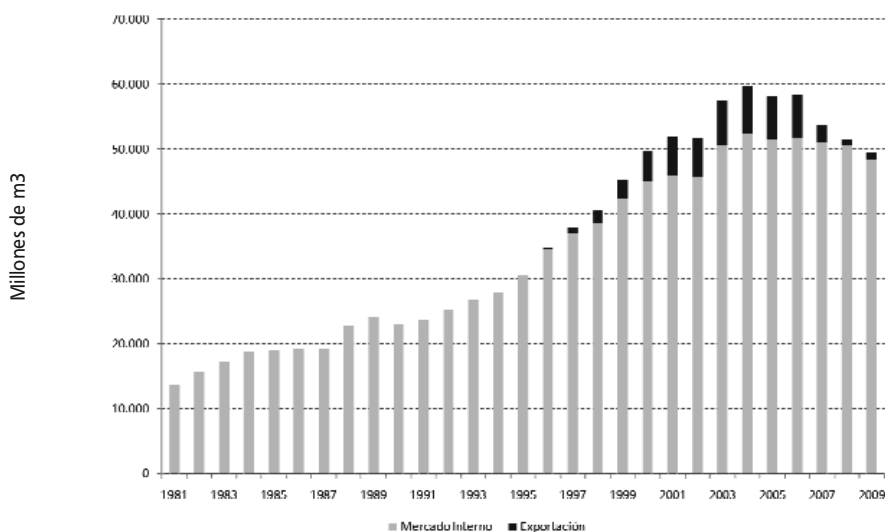
Este panorama de consumo en ascenso y producción en declive obligó al gobierno a tomar distintas medidas para asegurar el abastecimiento del mercado interno. Esta tarea se encontraba con la dificultad adicional de que el Estado argentino no contaba con la herramienta normalmente utilizada para regular los mercados petroleros: una empresa petrolera estatal.

Como consecuencia, se ensayaron una serie de políticas orientadas a la regulación del comercio exterior y los precios del sector. La primera de ellas fue la limitación a las exportaciones de hidrocarburos, reduciendo por ejemplo las exportaciones de gas a Chile. Asimismo, se incentivaron las inversiones en exploración y explotación mediante el establecimiento de tarifas diferenciales a través del programa Petróleo Plus y Gas Plus.

La respuesta en términos de inversiones del sector privado ha sido limitada, aunque en el último período han comenzado a surgir anuncios de descubrimientos de nuevas reservas de hidrocarburos no convencionales. Si bien todavía no se conoce la envergadura de estas reservas, las empresas han manifestado la necesidad de contar con tarifas más elevadas (a través de los programas mencionados) para su explotación.

Por otra parte, en el año 2004 se creó Energía Argentina S.A. (ENARSA), en medio de desavenencias entre el Estado y las empresas productoras de Gas Natural debido al desabastecimiento ocurrido (por causas no del todo claras) en el invierno previo.

Gráfico 3
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Y MERCADO DE DESTINO. AÑOS 1980-2009. Millones de m³



Fuente: Elaboración Propia en base a IAPG y ENARGAS

La nueva empresa estatal cumplió en estos años distintas tareas, entre las que se destaca la importación de Gas Natural y de Gas Oil para el transporte automotor que no llega a ser cubierto en su totalidad por la producción local.

Además, la compañía posee la totalidad de las licencias de exploración en la plataforma continental argentina. Debido a la falta de recursos que enfrenta la compañía y la importante cantidad de dinero que requiere este tipo de proyectos, ENARSA se ha asociado a varias empresas privadas (tales como Petrobras o ENAP Sipetrol) aportando las licencias, pero dejando en manos privadas la inversión económica. El esfuerzo realizado por las empresas privadas sería restituido en caso de que la exploración resulte viable en términos comerciales.

La creación de ENARSA ha servido como una herramienta adicional para intervenir en el mercado para sostener el abastecimiento del mercado local de hidrocarburos e incrementar la potencia eléctrica. Sin embargo, las tareas a las que se ha abocado no han permitido aún llenar el lugar vacío que dejó la venta de YPF.

Además de las políticas mencionadas, se fomentó la producción de biocombustibles, reemplazando de esta forma parte del consumo local de hidrocarburos, política que es analizada más adelante.

La redistribución de la renta hidrocarburífera

El costo de extracción del petróleo en Argentina ha sido históricamente menor que el precio internacional de referencia. Esto da lugar a la existencia de una renta extraordinaria, que es conocida como "renta petrolera". Antes de la privatización de YPF, ésta era apropiada por el Estado Nacional o Provincial, en forma de impuestos, regalías o ganancias empresarias; o por los consumidores, en forma de precios de combustibles menores a los internacionales. Con la llegada de los operadores privados, éstos comenzaron a hacerse de parte de la renta a expensas del Estado Nacional, Provincial y de los consumidores, que comenzaron a pagar el precio internacional de los combustibles. Luego de la devaluación, la renta petrolera argentina aumentó considerablemente tanto por la pesificación de algunos costos, como por el aumento sostenido del precio internacional del petróleo, lo que impulsó al Gobierno Nacional a buscar una mejora en la distribución interna de la renta petrolera.

En este sentido, la inclusión de las retenciones a las exportaciones hidrocarburíferas resulta ser un punto basal en la política energética aplicada en la década pasada, con el objeto de redistribuir la renta petrolera. Así, en un contexto de alza del precio del barril de petróleo³, se logró desacoplar el precio interno del internacional⁴. En un principio, las retenciones fijadas fueron del 5% para el gas natural y del 20% para el petróleo. Hacia 2004, se modificaron las alícuotas para la exportación de petróleo, elevándose en principio al 25% y estableciendo luego un esquema de retenciones móviles⁵.

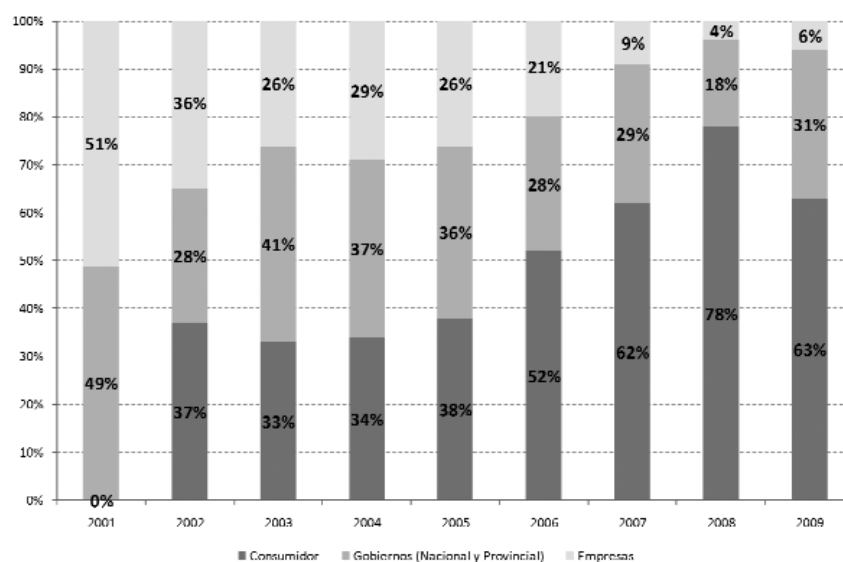
³ El precio del WTI pasó de aproximadamente 20 USD/bbl a principios de 2002 a un máximo de 150 USD/bbl a mediados de 2008. En la actualidad se mantiene alrededor de los 100 USD/bbl.

⁴ Al que estaba sujeto la actividad producto del marco regulatorio de los 90s en los que se daba libre disponibilidad del petróleo extraído y se permitía vender al precio internacional.

⁵ Mansilla, D. y Perrone, G. (2010).

Mediante esta diferencia entre el precio interno y el internacional, el gobierno logró morigerar el aumento de precios interno, elevando así la renta petrolera apropiada por el consumidor. Otro objetivo de las retenciones es el incremento de la recaudación, permitiendo al Estado apropiarse de una parte mayor de la renta petrolera.

Gráfico 4
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA Y GASÍFERA.



Fuente: elaboración propia en base a Montamat 2010.

En el caso de las retenciones, el monto recaudado por el Estado Nacional está ligado al volumen exportado, que disminuyó conforme aumentaba la demanda interna. Esto implicó, también, un cambio en la distribución de la renta petrolera incrementando la participación de los consumidores finales en detrimento de la del Estado.

Por otro lado, las retenciones también fueron utilizadas para fomentar la agregación de valor, dado que las alícuotas aplicadas a las exportaciones de los derivados de petróleo eran menores que la aplicada a la exportación de crudo, lo que llevó a que aumente la exportación de petróleo procesado y, por ende, el uso de la capacidad instalada en las refinerías, que alcanzó casi el 100% en 2007.

Biocombustibles

El sector de los biocombustibles emergió con fuerza en Argentina desde mediados de la década pasada. Si bien la tecnología utilizada era conocida desde hace mucho tiempo, la producción tomó impulso a partir de una serie de medidas que se tomaron para fomentar tanto la producción como la exportación de combustibles de origen natural, principalmente el biodiesel de soja y el bioetanol de caña de azúcar.

El desarrollo del biodiesel permitió extender la cadena de valor de la soja, incorporando un eslabón adicional alternativo a la exportación del aceite de soja. De esta forma, se continúa agregando valor en la economía doméstica, avanzando en el desarrollo de un producto con una demanda interna y externa en constante expansión.

Tres tipos de grupos de empresas invirtieron en este sector. Primero, las grandes empresas aceiteras, que tenían acceso a la materia prima (aceite de soja) y a los capitales. Por otro lado, incursionaron en el sector un número de empresas con un significativo volumen de capital, aunque no constituían importantes actores del negocio aceitero (por ejemplo, el grupo Eurnekian). Estos establecieron distintos tipos de alianzas con empresas aceiteras para asegurarse la provisión de la materia prima. Finalmente, el último grupo involucrado fue el de las PyMEs, que en general cuentan con relativamente pequeñas cantidades de soja propia y establecen plantas productoras de biodiesel de escalas menores y más alejadas de los grandes puertos. La producción de estas empresas está especialmente enfocada en el mercado local, mientras que las grandes productoras se abocan principalmente a las exportaciones.

Es necesario resaltar que la meteórica expansión de la oferta de biodiesel llevó a que desde una producción despreciable en 2006, Argentina se haya afianzado en 2010 como el cuarto productor mundial de este combustible.

Con respecto al bioetanol, en Argentina el insumo más utilizado es la caña de azúcar, al igual que en Brasil. Si bien existen experiencias en nuestro país, todavía no alcanzó gran importancia el etanol que se elabora en base al maíz (el cual predomina en Estados Unidos). Las empresas productoras de bioetanol están relacionadas con las productoras de caña de azúcar, situadas principalmente en la provincia de Tucumán.

La producción de los dos combustibles mencionados trae distintos beneficios a la economía nacional. Por un lado, se adiciona mayor valor localmente, al agregar un proceso adicional sobre el aceite de soja o la caña de azúcar. Por otro lado, una parte importante de estos combustibles (especialmente el biodiesel) se exporta, por lo que también es una actividad generadora de divisas. Asimismo, debido a la decisión política de que obligatoriamente deben ser incluidos como corte en combustibles de origen fósil (gasolina en el caso del bioetanol y gasoil en el caso del biodiesel), se optimiza el uso de los derivados de petróleo, aumentando los saldos exportables de gasolinas, en un caso y minimizando la necesidad de importación de gasoil, en el otro.

La exportación de biodiesel permite, además, diversificar el destino de las ventas de la soja y sus subproductos y crear un mercado interno de magnitud que permite brindar a la producción de mayor autonomía ante los vaivenes del comercio internacional. La importancia de esta política quedó de manifiesto al ser bloqueada la venta de aceite de soja a China el año pasado, cuando parte de los volúmenes que no pudieron ser exportados fueron convertidos en biodiesel para el mercado interno o para la exportación.

Este proceso de desarrollo acelerado de los biocombustibles tuvo como protagonista al Estado, estableciendo un marco regulador propicio. En ese sentido, fue fundamental el establecimiento de derechos a la exportación de biodiesel menores a los de aceite de soja, al igual que la creación del mercado interno al incorporar cortes obligatorios de 5% de biodiesel y etanol en las naftas y gasoil. Este mercado está en pleno crecimiento, de la mano del incremento de los cortes, llegando el biodiesel al corte del 7% en 2010, valor que se espera se eleve al 10% en el corto plazo.

Si bien el presente resulta auspicioso para la industria de biocombustibles, esto no significa que la misma no esté exenta de desafíos y necesidades de mejora. En este sentido, resultarán indispensables los esfuerzos que la industria realice para adecuarse a las nuevas tecnologías, tanto mediante los llamados biocombustibles de segunda generación (que utilizan como materias primas

vegetales no comestibles) como los de tercera generación (que se realizan en base a algunas tecnologías modernas, utilizando como insumos aserrín, partes del maíz sin valor comestible, pasto, etc.). El cambio de insumos utilizados es una tarea a enfrentar entre el sector privado y el Estado, especialmente considerando las dificultades para incrementar la producción si esta no abandona la competencia con los alimentos.

Más allá de los desafíos, el desarrollo de la industria de biocombustibles permitió reemplazar consumo de hidrocarburos por energías renovables, disminuir la importación de combustibles y generar saldos exportables, realizando de esta manera un aporte fundamental para sostener el abastecimiento energético y el saldo comercial superavitario.

ENERGÍA ELÉCTRICA

La recuperación de la economía posterior a la caída de la Convertibilidad, con el repunte del sector industrial y las mejoras en el nivel de ingresos de la población en general, repercutió en un aumento sostenido de la demanda eléctrica. Inicialmente, el consumo creciente pudo ser abastecido por la potencia previamente instalada que se encontraba en desuso por la recesión de fin de siglo pasado. Sin embargo, el agotamiento de los márgenes mínimos de reserva obligó a incrementar la inversión para asegurar la expansión del sistema.

Ante la inacción de las empresas privadas que controlaban el sector, las cuales no manifestaban intenciones de realizar inversiones, el Estado tomó la decisión de intervenir en pos de asegurar el abastecimiento energético. Así, comenzaron a articularse una serie de medidas tendientes a incrementar la inversión, especialmente en el segmento de generación.

El primer pilar dentro de las políticas hacia el sector de generación eléctrica consistió en la construcción de dos centrales de ciclo combinado financiadas con parte de la deuda que el Estado mantenía con los generadores privados. Si bien estas centrales exacerban la dependencia respecto del gas, resultaron elegidas debido a los cortos tiempos de obra que las hacían adecuadas para enfrentar las urgencias del sector. Cabe mencionar que una central de ciclo combinado tiene capacidad de comenzar a generar en un año, frente a seis o siete años de una central nuclear o hidroeléctrica.

El segundo pilar, estuvo relacionado con el Programa de Energía Plus. Al igual que en los casos de Gas Plus y Petróleo Plus, se buscó fomentar la instalación de nueva generación de energía eléctrica, separando la "demanda vieja" y "demanda nueva". Esta última, surgida del crecimiento de la producción, debía ser respaldada con nuevas centrales instaladas por privados, a las cuales se le pagaría la energía a un precio mayor. De esta forma, se creó un nuevo mercado, el de "energía nueva", con precios de la energía eléctrica un 50% superior a los de la "energía vieja"⁶. Este programa permitió ampliar la oferta alrededor de un 4% de la potencia instalada en 3 años.

El tercer pilar fue la recuperación del rol del Estado como empresario y/o promotor de obras de envergadura. Así, se retomó la política de los años 60s y 70s, orientada a fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica. De esta manera, se promovió la construcción de una central a carbón en la localidad de Río Turbio, con la idea no sólo de generar energía eléctrica sino también viabilizar la explotación comercial del yacimiento carbonífero homónimo.

⁶ Se tomó el año 2005 como año base.

En relación a la energía hidráulica, se puso en marcha un plan que incluyó la terminación de la central hidroeléctrica binacional de Yacyretá (elevando la cota máxima hasta los 83 metros sobre el nivel del mar) y el llamado a licitación de las centrales de Condor Cliff y La Barrancosa (un conjunto de 1700 MW en la provincia de Neuquén). Además, se está trabajando en la actualidad sobre la licitación de Los Blancos en la provincia de Mendoza.

Es importante recordar que no había habido incorporaciones de centrales hidroeléctricas construidas íntegramente por capitales privados durante los 90 debido al largo período necesario para el repago en comparación con otro tipo de centrales.

Por otro lado, a partir de 2006 se decide impulsar el Plan Nuclear y retomar parte de las inversiones en energía nuclear que se habían hecho en el pasado y habían quedado suspendidas durante el gobierno de Carlos Menem. Estas obras incluyen la terminación de Atucha II (con una potencia instalada de 750 MW) cuya construcción había comenzado en 1980. Adicionalmente, se decidió la extensión de la vida útil de la central nuclear de Embalse y comenzar a planificar la construcción de la cuarta central nuclear. Las centrales nucleares cumplen un rol fundamental en el sistema eléctrico al poseer bajas tasas de fallas, permitir la diversificación de la matriz eléctrica y tener bajo costo. Además, es necesario remarcar que poseer el conocimiento del ciclo completo de la energía nuclear es un activo invaluable en términos científicos que esta política contribuye a sostener.

Con respecto a las energías renovables, se impulsa mediante ENARSA el programa llamado GENREN, mediante el cual se ofrecieron contratos para asegurar la compra de aproximadamente 1.100 MW de potencia provenientes de distintos tipos de fuentes renovables de energía. La licitación culminó en 2010 con una importante convocatoria, especialmente ligado a la energía eólica.

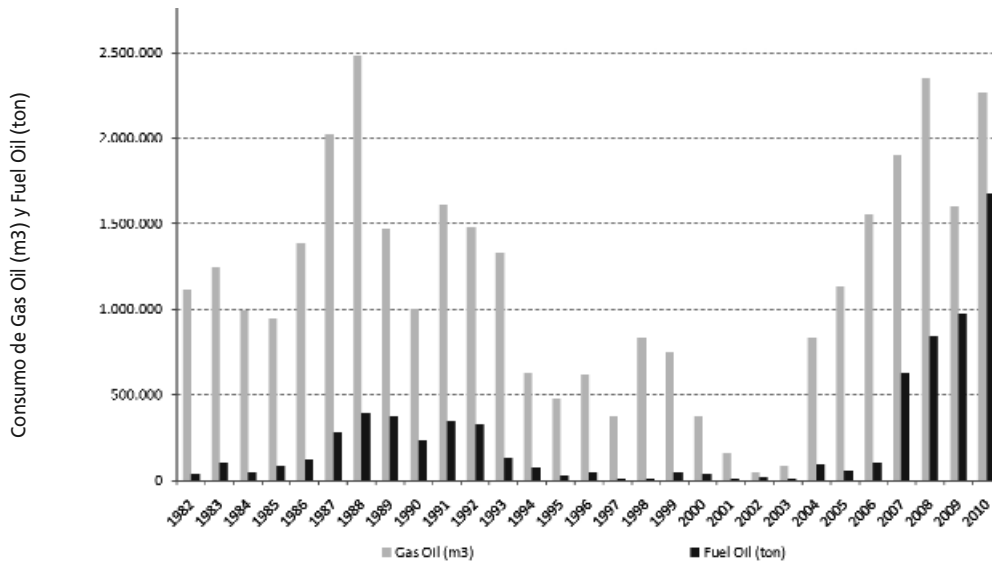
Operación del sistema eléctrico

Como se mencionó anteriormente, las principales incorporaciones de potencia desde los 90s fueron de tecnología térmica, lo que implicó una gran presión sobre el consumo de gas. Dada la insuficiente inversión del sector privado para incrementar la producción, la generación debió recurrir al consumo de derivados de petróleo para asegurar la provisión eléctrica, especialmente durante los inviernos.

Este nivel de consumo de derivados de petróleo alcanzó los máximos consumos que hubiera de Gas Oil en los años 80 y marcó un nivel de consumo sin precedentes de Fuel Oil. Dado que los complejos refinadores nacionales no estaban preparados para brindar estas cantidades de combustibles (los cuales se consumen principalmente en unos pocos meses del invierno), se debió recurrir a la importación.

La importación de combustible a precios internacionales y el aumento del precio interno del gas natural y de los costos en general, impactó de forma directa en los precios finales de la energía eléctrica en el mercado mayorista, que crecieron en los últimos años.

Gráfico 5
CONSUMO DE GAS OIL Y FUEL OIL. AÑOS 1982-2010.



Fuente: CAMMESA

Sin embargo, y pese al aumento de los costos de generación recién mencionados, los costos locales en la actualidad siguen siendo inferiores a los de nuestros vecinos, lo que redunda en una ventaja en términos de competitividad industrial.

Cambio de actores

A partir del proceso de privatizaciones en el sector energético, se pasó de un esquema mayormente dominado por las empresas estatales en todas las etapas de producción a un mercado en el que actores privados extranjeros pasaron a controlarlo en su casi totalidad.

Sin embargo, luego de la devaluación se evidenciaron algunas modificaciones en lo que respecta a la composición de la propiedad de las empresas del sector, básicamente una "argentinización" de las compañías, dado que en algunos casos los dueños extranjeros decidieron alejarse de la actividad en Argentina y en otros, eligieron tener socios locales con capacidad de presión en sectores decisores. Por otro lado, también se estuvo observando en los últimos años una avanzada de empresas de origen chino, especialmente enfocadas en la extracción petrolera y el procesamiento de gas natural.

En el sector de hidrocarburos, se puede mencionar como hecho significativo el ingreso del local Grupo Petersen, propiedad de la familia Eskenazi, a la estructura accionaria de YPF, mediante la compra a REPSOL del 25% de la antigua empresa estatal.

La empresa Pan American Energy (PAE), la segunda petrolera más grande del país, también cambió de manos. La familia Bulgheroni vendió un 50% de su controlada Bridas, que a su vez poseía el 40% de PAE, al grupo chino China National Oil Offshore Corporation (Cnoc), para obtener liquidez. Luego, debido al derrame de crudo producido en un pozo de BP en el Golfo

de México, que le obligó a desprenderse de activos en el mundo para afrontar el pago por indemnizaciones y limpieza, la nueva Bidas adquirió el 60% del paquete accionario que BP poseía en la empresa, completando así la totalidad del paquete accionario de PAE, ya que anteriormente poseía el 40%. Asimismo, en Marzo de 2011, Bidas realizó la compra de los activos de Esso en el país, que contaba con una importante refinería y una cadena de estaciones de servicio. Con esto, Bidas pasa a integrar el grupo selecto de petroleras que se encuentran en todas las instancias de producción (producción, refinación y comercialización).

Dentro del eslabón de la refinación y distribución, se produjo la venta de la refinería y estaciones de servicio con que cuenta Petrobras en el país, al grupo Oil M&S de Cristobal López, lo que implica la salida del grupo brasileño en algunos de los negocios energéticos que mantiene en Argentina.

Dentro del grupo de empresas chinas que se están posicionando en el sector hidrocarburífero, adicionalmente del ya mencionado de la Cnooc, se encuentra China Petrochemical Corp (Sinopec) que adquirió la filial argentina de Occidental Petroleum (Oxy), cuarta productora de crudo en el país.

Dentro del sector eléctrico, al igual que en el petrolero, se observó una creciente "argentinización" de empresas que habían sido privatizadas y vendidas a empresas extranjeras durante los 90s. Así, emergieron empresas como Pampa Energía, de los hermanos Mindlin, que en pocos años pasó a ser la principal empresa eléctrica del país, comprándole la distribuidora EDENOR y activos de generación a la francesa EdF y adquiriendo otros generadores y la participación controlante de la transportista eléctrica en extra alta tensión, TRANSENER. Actualmente esta compañía está en negociaciones para ingresar en el negocio gasífero de forma tal de lograr una integración vertical de su unidad eléctrica.

Otro grupo nacional que creció en los últimos años es el Grupo SADESA, de la familia Miguens Bemberg que, luego de la venta de la cervecería Quilmes, decidió volcarse al sector eléctrico, comprando los importantes activos que la francesa Total poseía en el país, como también las participaciones que tenía en el país la estadounidense CMS Energy. La posesión de estas centrales hidroeléctricas y térmicas convierten al grupo SADESA en controlantes del 15% de la generación eléctrica del país.

Adicionalmente, hubo otros grupos económicos que, aunque más pequeños, como el Grupo Albanesi, mostraron una clara intención inversora en el país. Si bien la situación actual dista de ser similar a la existente antes de la privatización, se puede ver en los últimos años, un cambio de magnitud con respecto a la creciente extranjerización que presentó el sector energético durante los 90.

Principales

PRINCIPALES DESAFÍOS

desafíos

TARIFAS, SUBSIDIOS Y TRANSFERENCIAS

La caída de la Convertibilidad puso fin al esquema tarifario que regía desde la desregulación y privatización. Mientras los hidrocarburos redujeron sus precios locales de la mano de la introducción de las retenciones, en el sector eléctrico se pesificaron las tarifas. Se abandonó de esta forma la actualización acordada en la década anterior, según la cual éstas se indexaban al ritmo de la inflación norteamericana. Los abultados márgenes de ganancia que esa política permitió obtener se redujeron de la mano del congelamiento de tarifas posterior.

De esa forma, comenzó a articularse un nuevo esquema con tarifas sustancialmente más bajas, orientadas a permitir la recomposición de la producción y de los ingresos de los trabajadores. Luego, esta política empezó a cambiar gradualmente. Si bien se mantuvieron las tarifas para los usuarios residenciales, las industrias y otros grandes consumidores sí pagaron tanto el gas natural como la energía eléctrica, no sólo reflejando el costo de producción de los mismos, sino en algunos casos más, estableciendo un subsidio cruzado hacia los consumidores residenciales.

Posteriormente, se decidió crear escalones de consumo residencial de energéticos, para avanzar hacia una estructura progresiva de tarifación. Si bien resulta deseable que el pago por unidad energética sea por capacidad de pago y no por nivel de consumo, queda claro que un cambio como este requiere estudios con mayor profundidad que permitan evaluar cuál es la forma óptima de llevarlo adelante.

En el caso de la energía eléctrica, se debe sumar que, debido a la jurisdicción local que pesa en casi todos los distribuidores eléctricos, se presentan tarifas con fuertes diferencias en distintos puntos del país. De esta manera, la tarifa que abona un pequeño consumidor de Córdoba es significativamente mayor a la de un residencial con un consumo altísimo en Capital Federal (Cuadro 3). Este mismo resultado es encontrado si se compararan las tarifas de Edesur y Edenor con otras distribuidoras provinciales del país.

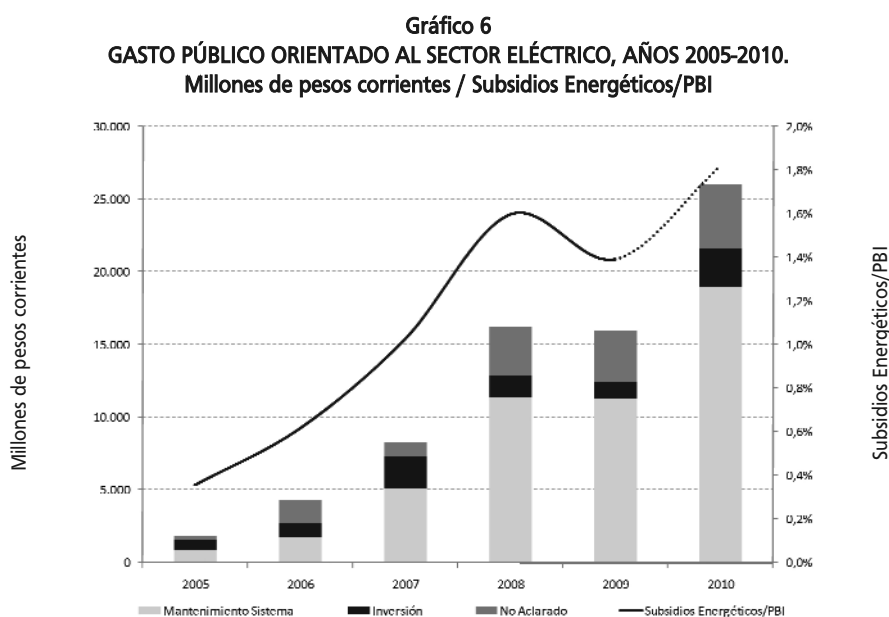
Cuadro 1. Tarifas para Febrero de 2011

Nivel de Consumo	Tipo de cargo	EDESUR (GBA)	EPEC (Córdoba)
Entre 301-650 kWh/bim	Cargo Fijo (\$/mes)	8,10	13,02
	Cargo Variable (\$/kWh)	0,04	0,28
Entre 1201-1400 Wh/bim	Cargo Fijo (\$/mes)	13,76	17,64
	Cargo Variable (\$/kWh)	0,11	0,41
Más de 2800 kWh/bim	Cargo Fijo (\$/mes)	13,76	17,64
	Cargo Variable (\$/kWh)	0,24	0,57

Fuente: ENRE y EPEC

Las disparidades en el costo de acceso al servicio público no son exclusivas de la energía eléctrica. En el caso del gas, una porción significativa de la población no tiene acceso al servicio a través de redes, por lo cual deben sustituirlo con el uso de Gas Licuado de Petróleo envasado en garrafas. El aprovisionamiento de este tipo de combustible resulta más caro que el uso de gas natural y, en muchos casos, está destinado a población de muy bajos recursos. Si bien el Gobierno Nacional estableció un programa de Garrafa Social, este se ha encontrado con resistencias por parte de la cadena de comercialización.

Por otra parte, resulta importante destacar que el cuadro tarifario del sector energético tiene consecuencias en términos de los recursos invertidos por el Estado. Las tarifas para los usuarios residenciales de energía eléctrica menores al costo de generación, sumado a la reincorporación del Estado como empresario, implica erogaciones y transferencias de dinero en magnitudes crecientes (Gráfico 6).



Nota: El valor correspondiente a 2010 es estimado

Fuente: ASAP y Ministerio de Economía

En los últimos 6 años se pasó de un nivel de transferencias al sector energético del 0.35% del PBI a aproximadamente el 1.8% del PBI en 2010. La composición de este monto se puede distinguir entre gastos para mantener el funcionamiento del sistema (subsidijs a la tarifa eléctrica, importación de combustibles varios, etc.) e inversiones (en infraestructura de transporte eléctrico, la finalización de Atucha II, Yacyretá y la central carbonera de Río Turbio, etc.). La principal parte del creciente monto de subsidios dedicados al sector energético corresponde al mantenimiento del sistema, rondando las inversiones en el sector entre los 1.000 y los 2.000 millones de pesos anuales, mientras que los costos de mantenimiento del sistema aumentan de manera constante y superaban el 1.3% del PBI en 2010.

Por ende, la revisión de la política tarifaria debería incluir distintos factores en el análisis, entre los que se encuentra la equidad regional, la progresividad y la necesidad de contar con recursos para financiar las inversiones e incrementar la potencia instalada.

MATRIZ ENERGÉTICA, ABASTECIMIENTO Y SALDO COMERCIAL

Como consecuencia de la desregulación del sector y del abandono de la política estatal de diversificación de la matriz energética, ésta se encuentra concentrada en la utilización de fuentes derivadas de hidrocarburos, que explican aproximadamente el 85% de la energía primaria utilizada en el país.

En particular, es el gas natural el combustible de mayor peso, representando el 53% de la energía utilizada total (Cuadro 2). Asimismo, la utilización de derivados del petróleo en la Argentina tiene una participación del 32%, inferior los niveles que registran los países desarrollados agrupados en la OCDE (40%) y algunos países de la región.

La energía nuclear, por su parte, tiene un peso reducido en el país (2%), a pesar de la larga tradición que tiene en el desarrollo tecnológico de este campo. En los países desarrollados el peso es cuatro veces mayor, destacándose los casos de Francia (39%), Suiza (21%) y Suecia (31%).

Los países de la región se destacan por su orientación hacia las energías renovables, como la energía hidráulica. En Brasil, por ejemplo, la energía hidroeléctrica representa el 37% de la energía primaria. Además, este país tiene una larga tradición en el desarrollo de los biocombustibles, industria en la cual además ostenta el liderazgo mundial.

Por último, en el mundo aún sigue teniendo un peso importante la utilización del carbón, que representa el 21% de la energía primaria de la OCDE. Esto no ocurre en nuestro país, en donde la participación es reducida (2%).

Cuadro 2. Fuentes de energía primaria, en porcentaje. Año 2008

País	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Energía Hidroeléctrica
Argentina	32%	53%	2%	2%	11%
Brasil	46%	10%	6%	1%	37%
Chile	58%	8%	14%	0%	19%
Francia	36%	15%	5%	39%	5%
Suecia	31%	2%	4%	31%	33%
Japón	44%	17%	25%	11%	3%
OCDE	40%	24%	21%	9%	5%

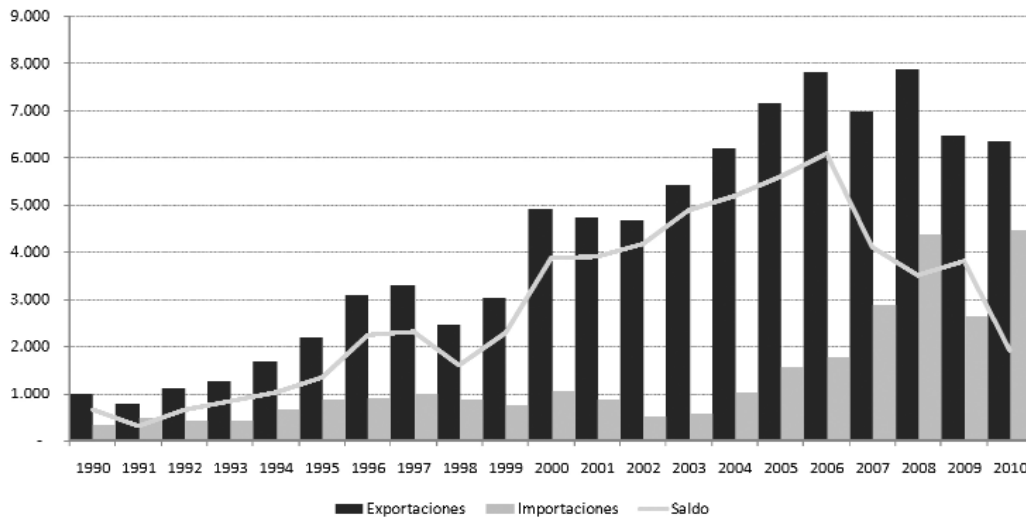
Fuente: BP Statistical Review of World Energy,

El perfil energético descrito se consolidó a partir del descubrimiento del yacimiento gasífero de Loma de la Lata en la década del 70. Sin embargo, como mencionamos previamente, el escenario de abundancia que predominaba por aquellos años ha dejado de existir, producto de la escasez de inversiones en exploración. Este escenario de caída de producción de hidrocarburos y falta de nuevos descubrimientos de reservas, en conjunción con el crecimiento del consumo de energía de la última década, ha ido reduciendo en los últimos años de forma acelerada el excedente energético del país.

La disminución del excedente se refleja en la evolución del saldo comercial energético. Este ha mostrado una tendencia a declinar debido a la necesidad de disminuir las exportaciones e incrementar las importaciones para asegurar el abastecimiento interno.

El saldo comercial superaba los 6.000 millones de dólares en el año 2006 y se ha reducido a alrededor de 2.000 millones en 2010 (Gráfico 7). Si bien se sigue gozando de un excedente de divisas, la dinámica del saldo energético es una variable de importancia por su peso fundamental en el balance comercial total del país.

Gráfico 7
EXPORTACIONES, IMPORTACIONES Y SALDO COMERCIAL ENERGÉTICO. AÑOS 1990-2010.



Fuente: INDEC

La evolución en los próximos años del balance energético dependerá de la capacidad del país de incrementar de forma sustancial las inversiones del sector de forma de asegurar la reposición de las reservas perdidas y la diversificación de la matriz energética. En este sentido, resultan auspiciosas las medidas para hacer frente a semejante desafío, como los avances en materia de inversiones en centrales hidráulicas, la reactivación del plan nuclear, el GENREN y los recientes descubrimientos de yacimientos de gas y petróleo no convencional. Este camino, de planificación e intervención directa del Estado es el único que puede encaminar al sector energético en un sendero sustentable, evitando así convertirlo en una fuente inagotable de pérdida de divisas.

Conclusiones

CONCLUSIONES

El sector energético reviste de carácter estratégico en la economía en su conjunto y tiene características particulares -como el monto de las inversiones necesarias, su peso en el balance comercial y el tiempo de maduración- que hacen indispensable la definición de una política energética a mediano y largo plazo.

En este sentido, el país ha comenzado a abandonar la ingenua idea de que el sector energético tiene capacidad de autorregularse, asegurando las inversiones necesarias y su direccionamiento para sostener el autoabastecimiento energético. De esta forma, se han dado pasos fundamentales para desandar el camino de la década del 90, incorporando nuevos actores estatales y privados nacionales en la cadena, cambiando la política tarifaria y recuperando la capacidad estatal de realizar inversiones.

Asimismo, ha quedado en evidencia en estos años que el país no ha caído en la crisis energética que numerosos analistas pregonaban. Sin embargo, el sostenimiento del autoabastecimiento energético depende de la decisión de implementar una serie de medidas tendientes al uso racional de la energía y al incremento de las inversiones en todos los eslabones del sector energético, tanto en lo relativo a la energía eléctrica como a los hidrocarburos.

En primer lugar, es posible llevar adelante un plan de uso racional de la energía que permita ampliar los márgenes de reserva, sumando nuevas acciones al reemplazo de lámparas incandescentes por las de bajo consumo y la penalización al aumento del consumo, políticas que se llevan a cabo actualmente.

La implementación de un plan global de uso racional de la energía podría permitir la disminución de un porcentaje importante en la demanda que permita enfrentar los desafíos de corto plazo con mayor margen de acción, más allá de los beneficios ambientales que también aporta.

Este programa puede tener múltiples pilares: algunos de tipo premios/castigos económicos y otros que busquen atacar cuestiones actitudinales y deben involucrar el uso no sólo residencial de energía eléctrica y gas natural, sino también buscar mejorar los procesos industriales de forma de que el uso de la energía sea más eficiente en toda la economía. Las distintas experiencias mundiales al respecto muestran que puede disminuir el consumo en una proporción importante en el corto y mediano plazo y que, desde el punto de vista económico, las inversiones que se hacen en este sector tienen un repago acelerado.

En segundo lugar, el Estado nacional requerirá fondos de gran envergadura para asegurar la provisión de los diversos energéticos en el corto plazo y para financiar inversiones en el mediano plazo. Esta necesidad se agranda en la medida en que sea necesario incrementar las importaciones de combustibles o hacer viables las explotaciones de yacimientos no convencionales (con costos mayores a los tradicionales).

Por ende, resultará inevitable destinar parte de la masa de recursos que actualmente se derivan a los subsidios del consumo residencial. Para ello es necesario modificar el actual sistema de tarifado

por uno que se ajuste de forma adecuada a la capacidad de pago real de los consumidores, profundizando su carácter distributivo.

En tercer lugar, la política de hidrocarburos requiere extremar los esfuerzos para revertir la falta de exploración, de forma de poder contar con nuevas reservas y mayores certeza de suministro en el futuro.

Respecto a la energía eléctrica, se debe profundizar el proceso inversor que se está llevando adelante en los tres eslabones de la cadena (generación, transporte y distribución). Resulta indispensable avanzar en la planificación de largo plazo, teniendo en cuenta el tiempo de maduración de estas inversiones. Asimismo, las energías renovables tienen un rol fundamental en el incremento de la oferta y la diversificación de fuentes de energía primaria.

Por otra parte, la concreción de las inversiones necesarias para que el sector energético acompañe el crecimiento de la economía argentina requiere de repensar las instituciones involucradas en este proceso. En ese sentido, y dado el fracaso del modelo de mercado establecido en el marco regulatorio de los 90, parece necesaria la vuelta del Estado como empresario.

Para esto, es imprescindible contar con empresas energéticas de propiedad estatal, que desarrollen inversiones rentables y con intereses nacionales. De esta forma, no será necesario ofrecer ganancias extraordinarias para la realización de las inversiones, lo cual permitirá utilizar esta renta en pos del desarrollo del sector. Esta nueva función de inversor a largo plazo puede estar dentro del ámbito de ENARSA o dentro de nuevas empresas a ser creadas, tomando en cuenta la experiencia positiva de empresas como Agua y Energía o Hidronor en el caso del sector eléctrico o Y.P.F en el sector hidrocarburífero. Un factor fundamental a tener en cuenta al momento de la creación de estas empresas es el financiamiento de las inversiones, dado que el nivel de desembolsos que deberán llevar adelante es del orden de varios miles de millones de dólares con una capacidad de recupero lenta.

No obstante la presencia del Estado en su rol de empresario, es necesario fortalecer su actuación como regulador en los espacios donde el marco normativo lo establece. Es decir, verificando que en ciertos sectores oligopólicos y pocos transparentes, como ser la explotación hidrocarburífera, se cumpla lo pactado en las pliegos de concesión. Un ejemplo fundamental es la necesidad de asegurar el cumplimiento de los compromisos de inversión estipulados en las concesiones, suspendiéndolas en los casos en que no se respete.

En resumen, tras el fracaso del modelo de mercado en el sector energético, es necesario profundizar la intervención del Estado, planificando, regulando e invirtiendo, de forma de asegurar el autoabastecimiento y una utilización productiva de la renta de los recursos del subsuelo nacional.