



Proyección del balance energético nacional 2005/2025

Por **Eduardo Bobillo**
Junio de 2007

Introducción

El objetivo de este artículo es dar a conocer el trabajo que ha realizado el Área Energía del Foro Estratégico para el Desarrollo Nacional (FEDN) durante el año 2006.

Se trata de una proyección simplificada del balance energético nacional 2005/2025, dirigida a la detección de los principales problemas que tendrá que enfrentar el país en el ámbito energético, para mantener durante ese prolongado lapso un crecimiento moderadamente optimista de la economía.

Dado el nivel profesional de los lectores de *Petrotecnia* en materia de energía, este artículo tiene un doble propósito: en parte compartir esta fase de nuestro trabajo, que constituye un minucioso estudio prospectivo, y al mismo tiempo despertar su interés por las actividades del Foro Estratégico y promover su participación.

El Foro

La misión de este Foro científico para el desarrollo nacional fue planificada para una Argentina que necesita sentar las bases de sus escenarios estratégicos y formular una plataforma de conocimiento que contribuya al desarrollo productivo, a la integración social y al bienestar.

La presidenta del Foro Estratégico para el Desarrollo Nacional es la Dra. Norma Cadoppi, quien manifiesta: "Hemos creado un foro de ciencia para pensar el futuro de todos los argentinos. El trabajo está destinado a dar sustento a un programa de largo plazo, donde el crecimiento económico se apoye en el conocimiento científico y la innovación tecnológica, y se establezca, con decididos intereses comunes, un estrecho vínculo Ciencia-Empresa-Nación".

Está acompañada por un Consejo de Honor, al que pertenecen los presidentes y titulares de las academias, institutos nacionales y empresas; un Consejo Consultivo encabezado por el Dr. Eduardo Charreau, presidente del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), y el Dr. Conrado Varotto, presidente de la Comisión Nacional de Asuntos Espaciales (CONAE), y un Consejo Ejecutivo coordinado por el Dr. Roberto Perazzo, director tecnológico del ITBA.

En diciembre de 2005, con el auspicio de la Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Nación (SECYT) y el patrocinio del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), las autoridades del Foro invitaron a las más talentosas mentes del país a contribuir con sus conocimientos y experiencia en la estructuración de un programa de trabajo. Así se organizaron 12 Áreas Estratégicas, denominadas las "Locomotoras del Crecimiento". El área central es Educación, Ciencia y Tecnología, y a ella se han integrado las áreas de Nanotecnología, Biotecnología, Tecnología de Nuevos Materiales, Energía, Tecnologías de Información y Comunicación, Tecnologías para la Salud, Políticas Públicas, Cadena Agropecuaria y Forestal, Infraestructura, Transporte e Integración Regional, Ambiente y Desarrollo Sustentable, y Competitividad Industrial.

Se trata de un trabajo de muchos. Son 278 especialistas que hoy avanzan en una labor transversal entre los expertos de áreas cuyos contenidos son interdependientes.

Se han establecido y aceptado explícitamente tres consignas que reflejan el espíritu de este proyecto:

- Que la política partidaria no tenga representatividad en este ámbito.
- Que la sociedad civil tenga en el Foro un claro canal de comunicación para acercar sus recomendaciones y propuestas.
- Que una vez finalizado el Programa, sea entregado a las autoridades del Gobierno nacional, que serán las que estarán en condiciones de considerarlo y llevarlo a la práctica.

La Mesa de Energía cuenta con 38 participantes, provenientes de las distintas empresas y organismos nacionales: CAI, CNEA, Dow Argentina, ENARSA, ENDESA, Gas Natural BAN, IDEE-Fundación Bariloche, IMPSA, INA, INIFTA, Instituto Balseiro, INTA, INTI, INVAP, MetroGAS, Pan American Energy, Siemens, Techint, Total Gas, UBA, Tene-sol, Aerolíneas Argentinas, y otras.

Para optimizar el trabajo se crearon subgrupos específicos: Electricidad, coordinado por el Ing. Eduardo Guerra (IMPISA); Petróleo y Gas, coordinado por el Ing. Hugo Carranza (Total Gas y Electricidad); Energía Nuclear, coordinado por el Dr. Leonardo Sobehart (INVAP); Nuevas Fuentes, coordinado por el Dr. Jaime Moragues (MR Consultores); y Eficiencia Energética, coordinado por el Ing. Rubén Etcheverry (ENARSA). La coordinación general está a cargo del autor de esta nota.

El Área cuenta además con el apoyo, en el rol de consultores, del Dr. José Abriata (presidente de la CNEA), el Dr. Aldo Ferrer (director de ENARSA), el Ing. Raúl Lopardo (presidente del INA), y el Ing. Oscar Vignart (ex presidente de Dow Química Argentina).

Objetivos del trabajo

La Mesa de Energía comenzó a trabajar el 31 de marzo de 2006. Aunque su objetivo final era claro y compartido, la rica diversidad de orígenes, experiencias y puntos de vista de sus integrantes, se tradujo inicialmente en una intensa discusión acerca de cuáles eran los temas en los que debía focalizarse el trabajo. Finalmente convinimos en que la mejor manera de comenzar la tarea era ingresar con rapidez al perceptivo mundo de los números, elaborando un primer diagnóstico cuantitativo que nos permitiera distinguir los temas realmente prioritarios y aunar criterios en torno a los mismos.

Partimos de una visión compartida del panorama energético actual, caracterizado por: una demanda que crece a ritmo acelerado, impulsada por la rápida recuperación económica; una declinación de la relación entre reservas y producción de hidrocarburos que lleva más de veinte años; una producción de gas insuficiente para atender conjuntamente al mercado local y las exportaciones comprometidas, y la consecuente necesidad de contar con un mayor aporte de gas de Bolivia.

Las preguntas que intentamos responder con esta primera etapa de nuestro trabajo van un paso más allá de ese panorama inicial: ¿Es esta una situación transitoria, un cuello de botella que puede ser corregido con algunas medidas acertadas, o estamos frente a un obstáculo significativo para el desarrollo nacional? ¿Bastará con ajustar los precios para normalizar el ritmo de la demanda o existen tendencias de largo plazo que la comunidad debe revisar? ¿La caída de las reservas de hidrocarburos obedece exclusivamente a la situación del mercado local y puede ser rápidamente revertida, o nos hallamos frente a una limitación de los recursos disponibles? ¿Cuál podría llegar a ser la magnitud de las importaciones energéticas futuras y cómo afectarían nuestro crecimiento?

La Mesa no se propuso en ningún momento elaborar un plan energético, tarea que obviamente sólo puede ser llevada a cabo por las autoridades nacionales, que cuentan con los atributos, la información y los recursos necesarios. El objetivo concreto que nos fijamos para responder a las preguntas mencionadas fue analizar –a través de un modelo simple pero suficientemente abarcativo– cómo evolucionaría la demanda de energía en un escenario de crecimiento económico moderadamente optimista, si se man-

tuvieran las tendencias de largo plazo del consumo energético por habitante y unidad de producto, y qué limitaciones y problemas se enfrentaría para atender esos requerimientos, suponiendo que fuese posible utilizar a pleno los recursos conocidos a la fecha.

Como se trataba de analizar con el mayor detalle posible la totalidad del área energética con un horizonte de largo plazo, el trabajo quedó definido como una proyección del balance energético nacional 2005/2025¹, en el marco del escenario descrito.

Metodología y supuestos básicos

El primer paso del trabajo consistió en elaborar un escenario de crecimiento económico “moderadamente optimista”.

No cabe duda de que una variable clave para definir un escenario de crecimiento económico es el Producto Bruto Interno per cápita. A falta de un modelo económico global consideramos que, para definir un escenario de 20 años, lo más prudente era tomar como marco de referencia el comportamiento histórico de la tasa de crecimiento veintañal de dicha variable en nuestro país.

La serie 1900/2005 del PBI per cápita muestra un crecimiento veintañal oscilante, que promedia 0.8% anual y alcanzó su máximo histórico en el lapso 1917/1937, con

una tasa del 2% anual. De modo que optamos por utilizar esa tasa máxima (2% anual entre extremos) para proyectar el período 2005/2025.

Multiplicando dicho PBI per cápita por una población que –basándose en las proyecciones del INDEC– crecería el 0.9% anual, se obtiene un PBI total que crece 2.9% anual en el lapso 2005/2025.

El porcentaje mencionado tiene dos defectos: no es un número redondo y parece demasiado “moderado”. Sin embargo, una simple mirada a la figura 1 permite poner en perspectiva lo que esta proyección implica.

Como se ve, tanto el gráfico del PBI per cápita como el del PBI total muestran la forma que en inglés se denomina *hockey stick graph*², para denotar precisamente aquellas proyecciones mucho más “optimistas” que la realidad que las precede.

De hecho, si esta proyección se cumpliera, en el lapso 2002/2022 el país estaría alcanzando un nuevo récord histórico, con un crecimiento veintañal del PBI per cápita, de 3% anual.

La buena noticia es que, considerando el crecimiento ya registrado en los años 2005 y 2006, y las perspectivas existentes para el 2007 y 2008 –que contemplamos en nuestra proyección– bastaría que entre 2008 y 2025 el PBI per cápita creciese el 1.5% anual para que la proyección se cumpliera. Por lo cual consideramos que el escenario adoptado es,

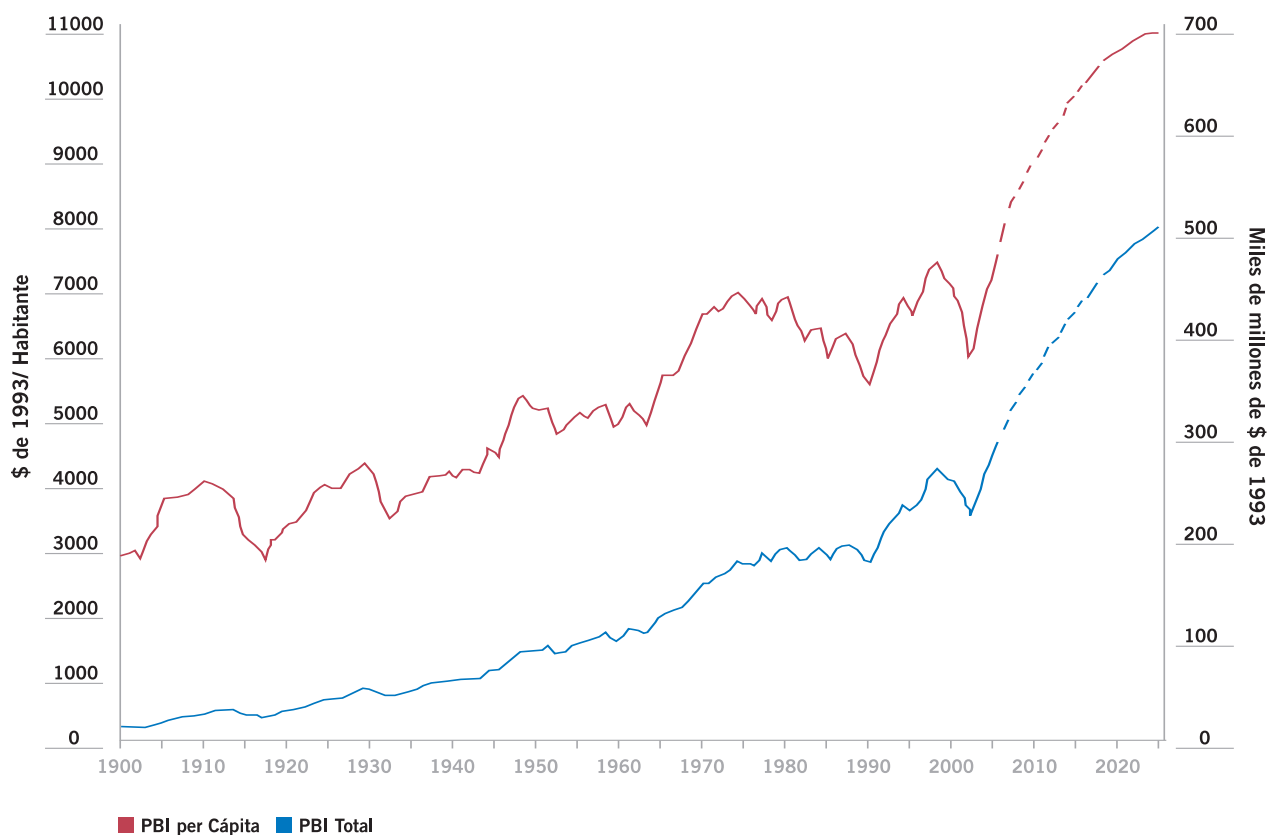


Figura 1. Producto Bruto Interno de la Argentina.

Fuente. 2003: según Secretaría de Energía. 2025: proyección del FEDN.

Fuente de energía		Consumo Final						Total por fuente
		No energético	Energético					
			Residencial	Comercial y Público	Transporte	Agropecuario	Industria	
Primaria	Leña		0.3%	0.1%			0.2%	0.7%
	Bagazo						1.7%	1.7%
	Otros Primarios		0.1%			0.3%	0.8%	1.3%
	Total Primaria		0.5%	0.1%		0.3%	2.7%	3.6%
Secundaria	Electricidad		4.5%	4.0%	0.1%	0.1%	7.5%	16.3%
	Gas Distribuido por Redes	1.5%	14.4%	2.9%	4.5%		11.8%	35.2%
	Gas Licuado	1.0%	2.5%	0.2%		0.0%	0.5%	4.2%
	Otros Gases	0.0%					0.6%	0.6%
	Motonafta Total	1.5%			7.3%			8.8%
	Kerosene + Aerokerosene		0.4%		0.9%			1.3%
	Diesel Oil + Gasoil			0.2%	15.7%	6.8%	0.2%	22.9%
	Fuel Oil			0.1%	0.1%	0.1%	0.7%	1.0%
	No Energético	4.3%			0.0%		0.6%	4.9%
	Carbón y Coque		0.5%				0.9%	1.4%
	Total Secundaria	8.3%	22.3%	7.4%	28.7%	7.0%	22.7%	96.4%
Total por uso		8.3%	22.8%	7.5%	28.7%	7.3%	25.4%	100.0%

Figura 2. Composición del Consumo Final de Energía en la Argentina, según Balance Energético Nacional (Secretaría de Energía) – Promedio 2000/2004.

Fuente: FEDN, sobre la base de datos de los Balances Energéticos Nacionales de la Secretaría de Energía.

tal como lo deseábamos, “moderadamente optimista”.

Para completar el escenario macroeconómico, era necesario proyectar los componentes sectoriales del PBI. De nuevo, la falta de un modelo económico nos llevó a analizar su comportamiento histórico desde el año 1900 hasta la fecha.

Aunque en la Argentina la estructura del PBI se mantuvo bastante estable a lo largo del tiempo, al comparar los períodos de alto crecimiento veintañal, como el que estábamos proyectando, con los de bajo crecimiento, resultó visible que los primeros se han caracterizado por un mayor crecimiento relativo de la industria manufacturera, y un menor crecimiento del sector agropecuario y del sector de servicios.

A partir de estos criterios se proyectó para el período 2005/2025 un crecimiento anual del 4.6% para el valor agregado de la industria manufacturera, del 3.9% para el de agricultura, ganadería, caza y silvicultura, y del 2.2% para los servicios en general, con un 3.3% para transporte, almacenamiento y comunicaciones.

El segundo paso de la metodología adoptada consistió en proyectar el consumo final de energía, por sector consumidor y por fuente energética, a partir del escenario socioeconómico descrito y de un conjunto de supuestos básicos, orientados en general a mantener las tendencias de largo plazo

observadas en el comportamiento de los consumidores.

Los precios relativos, que suelen ser una variable explicativa importante, fueron dejados de lado en esta etapa del trabajo, para reducir la complejidad del mismo³. En caso contrario, habría sido necesario considerar la accidentada historia de la inflación y los precios internos en la Argentina, no siempre coincidente con la evolución del precio de la energía en el resto del mundo, la cual incide a su vez en la tecnología que importa y utiliza el país.

Para este segundo paso, como para los siguientes, se trabajó sobre la base de la serie 1970/2005 del balance energético nacional anual que elabora y publica la Secretaría de Energía⁴.

El consumo final promedio del período 2000/2004 que surge de dichos balances muestra la composición por sector consumidor que se exhibe en la figura 2.

El consumo final del sector transporte, que según se aprecia en dicha figura es el de mayor peso relativo, se compone en un 55% del consumo de diésel oil y gasoil, destinado principalmente al transporte de carga y pasajeros.

Este consumo presenta una fuerte correlación con el valor agregado del sector transporte, almacenamiento y comunicaciones, con el cual se lo vinculó a través de una

regresión, especificada de forma que permitiese cuantificar la elasticidad del consumo respecto al PBI sectorial mencionado, y una tasa de crecimiento autónomo⁵.

La regresión mostró buen grado de ajuste, arrojando una elasticidad menor a la unidad y una tasa de crecimiento autónomo insignificante. Ello implicó que frente al 3.3% de crecimiento 2005/25 proyectado para el PBI del transporte, el consumo final proyectado de gasoil más diésel en ese rubro creciera sólo el 2.8% anual.

Las motonaftas y el GNC representan más del 41% del consumo final de energía en el transporte y se destinan casi totalmente al consumo en automóviles.

El consumo de estos combustibles muestra fuertes oscilaciones a través del tiempo, relacionadas principalmente con las variaciones de sus precios, al tiempo que se observa una tendencia general declinante, vinculada con la eficiencia creciente de los motores Otto.

Por las consideraciones mencionadas precedentemente, se dejó de lado la incidencia pasada y la posible incidencia futura de los precios⁶, y se proyectó el consumo del segmento manteniendo la tendencia de su "intensidad energética", es decir de la relación observada entre consumo físico y PBI (total, en este caso), que desde 1975 viene declinando a una tasa superior al 1% anual.

Algo similar se hizo con el aerokerosene, la electricidad y el fuel oil, que componen el 4% restante del consumo final de energía en transporte. Todos estos segmentos mostraron también una tendencia decreciente en la relación consumo final/PBI.

El segundo sector consumidor en orden de magnitud es la industria, cuyos principales componentes son el gas natural y licuado, que en el mismo período representaron 48% del total, y la electricidad, con casi 30%.

Para proyectar este consumo, se analizó su relación con el PBI de la industria manufacturera manteniendo la tendencia creciente que se observa en el período 1970/2004, tanto en el caso de la energía total como en el del gas natural y licuado, y el de la electricidad. En los tres casos, como en la mayoría de los segmentos que fueron proyectados con esta técnica, se suavizó el crecimiento proyectado midiendo su tendencia mediante la utilización de curvas logarítmicas.

La continuidad de las tendencias mencionadas implicaría para el gas natural y licuado llegar al 2025 con una participación en el consumo industrial total apenas superior a la inicial. La electricidad, en cambio, continuaría creciendo hasta llegar a casi 40%, en desmedro de las restantes fuentes, que, en términos generales, conservan su nivel absoluto y van perdiendo peso relativo.

Para proyectar el consumo final residencial, que ocupa el tercer lugar, se analizó separadamente cada una de las fuentes que utiliza, aplicando en todas una metodología similar.

Se comenzó por proyectar el total de viviendas particulares sobre la base de la tendencia observada en la relación

habitantes/viviendas de los censos nacionales 1960/2001.

En el caso del gas por redes y de la electricidad, se analizó luego la relación entre dicho total y la cantidad de usuarios conectados a redes de distribución, proyectándola en función de sus respectivas tendencias.

Los consumos residenciales unitarios de gas y electricidad, fueron proyectados sobre la base de sus respectivas tendencias, crecientes en ambos casos (aunque suavizadas mediante curvas de tipo logarítmico).

El consumo residencial total de gas por redes y de electricidad fue proyectado, finalmente, multiplicando las dos variables estimadas (usuarios y consumo unitario).

Como no existe información relativa a la cantidad de

to (la petroquímica) y basarse en un plan específico de inversiones en el mismo. A falta de tales planes de largo plazo, y dada la relativamente reducida magnitud del sector, se optó por vincular su consumo total con el PBI total mediante una regresión de la serie 1970/2005, que mostró un aceptable grado de ajuste y arrojó una elasticidad consumo/PBI mayor que la unidad, a la que se suma una tasa de crecimiento autónomo de casi 0.7% anual. Ambos elementos caracterizan a este como un sector dinámico dentro del conjunto.

Existe una estrecha relación entre el consumo comercial y el residencial debido a que comparten las mismas redes y se ven expuestos a las mismas circunstancias climáticas,

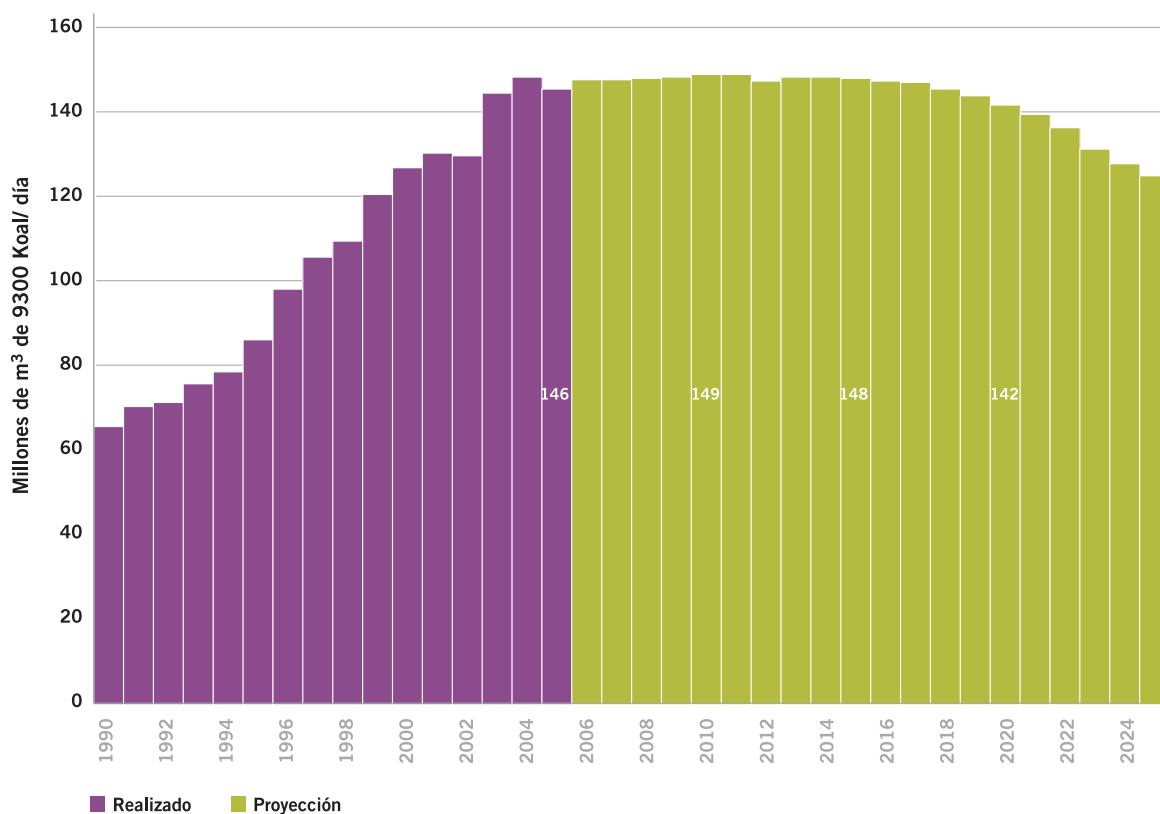


Figura 3. Producción Bruta Proyectada de Gas Natural en Cuencas Activas.

Fuente: FEDN, sobre la base de datos de la Secretaría de Energía para el período 1980/2005.

usuarios de las restantes fuentes, para proyectar su consumo residencial se reemplazó dicha variable por el total de viviendas particulares no conectadas a redes de gas. En cuanto al consumo unitario, se respetaron también las tendencias históricas observadas, que son crecientes tanto para el gas licuado como para el carbón y la leña, mientras que el consumo residencial de kerosene tiende a desaparecer.

El sector no energético comprende aquellos consumidores que utilizan fuentes energéticas como materia prima para producir bienes no energéticos (petroquímica, asfaltos, solventes, etc.). El enfoque ideal para proyectar su consumo debería considerar separadamente su principal segmen-

económicas y sociales. No sucedía lo mismo con el consumo público anterior al período de privatizaciones, que tenía un nivel superior e incluía grandes empresas productivas de diversa índole. Sin embargo, a partir de dicho período quedó reducido a un segmento de servicios menor, que también guarda estrecha relación con el residencial.

Como consecuencia de lo expuesto, se consideró apropiado proyectar el consumo comercial y público de gas por redes y de electricidad sobre la base de su relación con el consumo residencial, que muestra una tendencia creciente en el caso de la electricidad y decreciente en el caso del gas natural y licuado.

El consumo final del sector agropecuario, por último, representa sólo 7.3% del total y se compone en un 93% de gasoil. Se lo proyectó sobre la base de su intensidad energética, es decir, de su relación con el PBI del sector agricultura, ganadería, caza y silvicultura, que según los datos del balance energético viene creciendo desde 1970. Nuevamente se suavizó ese crecimiento midiendo su tendencia a través de una curva logarítmica.

sos de producción de energía.

Una vez alimentado el modelo LEAP con las proyecciones de consumo final, el siguiente paso lógico debió haber sido proyectar la evolución y actividad de los centros de transformación, determinando cómo se obtendría la energía secundaria requerida por los consumidores finales. Sin embargo, dado que algunos de esos procesos de transformación dependen de la evolución de la producción de hidrocarbu-

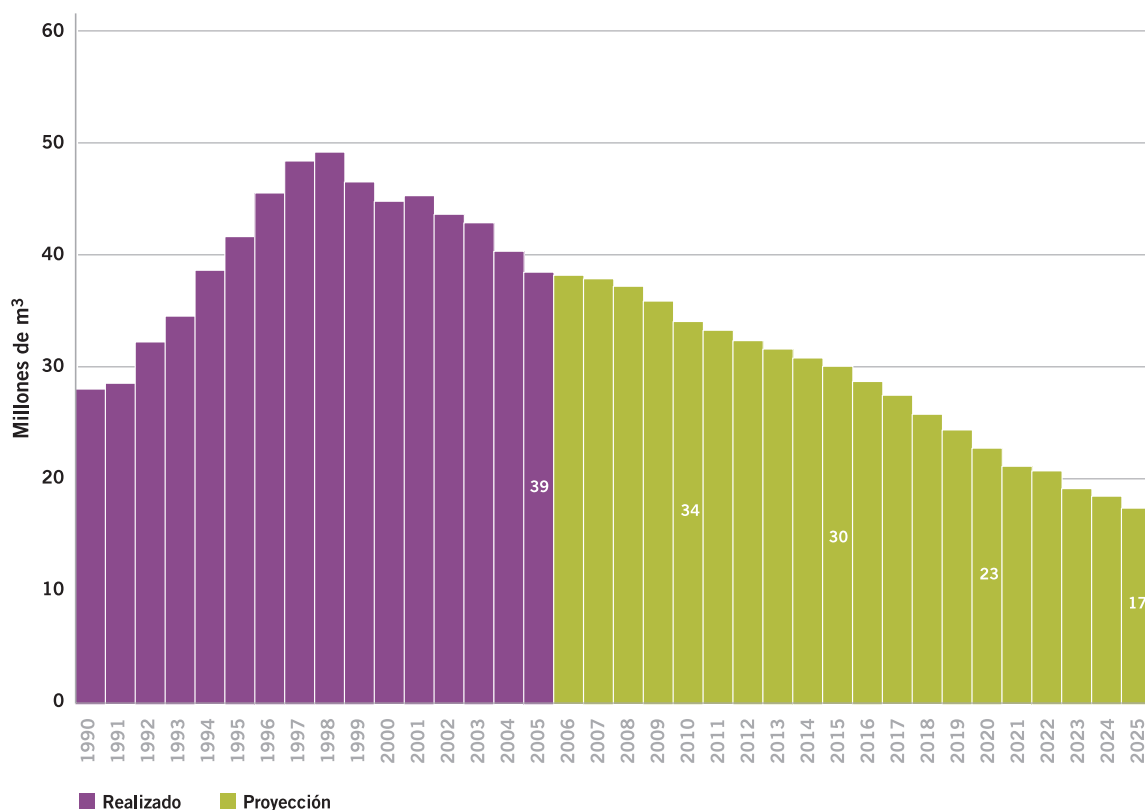


Figura 4. Producción Proyectada de Petróleo en Cuencas Activas.

Fuente: FEDN, sobre la base de datos de la Secretaría de Energía para el período 1980/2005.

Completada la proyección del consumo final –cuyos resultados analizaremos más adelante– se requería un modelo que permitiese integrar esa proyección al balance energético nacional y simular con simplicidad la complejidad de sus restantes componentes.

A tal efecto, se adoptó como herramienta básica el modelo LEAP y se trabajó con el año 2003 como año base, ingresando al modelo los datos del balance energético nacional, y con cuatro años proyectados: 2010, 2015, 2020 y 2025.

Este modelo, cuya denominación es el acrónimo de “Long range Energy Alternatives Planning system”, fue desarrollado por el Stockholm Environment Institute de Boston. Consiste esencialmente en un modelo energético-ambiental del tipo *demand-driven*, basado en escenarios.

Esto último significa que, frente a un determinado escenario de demanda final de energía, LEAP permite asignar los flujos energéticos entre las distintas tecnologías de abastecimiento, calculando el uso de los recursos y detectando necesidades de ampliación de determinados proce-

ros, se comenzó por proyectar esta última.

Cumpliendo con la consigna de utilizar a pleno los recursos disponibles, era necesario ante todo cuantificarlos.

Tanto en el gas natural como en el petróleo, los recursos disponibles de un país surgen de sumar sus reservas y sus recursos no descubiertos. Su cuantificación se efectuó para cada una de las cuencas activas de la Argentina, computando los recursos no descubiertos estimados por el U.S. Geological Survey para el año 2000 con un nivel de probabilidad media⁷, y las reservas probadas y probables informadas por la Secretaría de Energía para el mismo año.

Partiendo de esos recursos disponibles, se estimó la incorporación de reservas probadas, la producción anual, la reinyección y el consumo en yacimientos de gas y petróleo en cada cuenca activa con un criterio que consideramos optimista, limitado sólo por dos supuestos básicos: las reservas probadas no debían superar el 60% del total de recursos remanentes en cada año, y la relación reservas/producción debía tender a mantenerse en un nivel cercano a 8.

Los resultados del procedimiento descripto se exhiben en las figuras 3 y 4 (ver páginas 42 y 44 respectivamente), donde se aprecia que la producción bruta proyectada de gas natural se mantiene en niveles similares a los de los últimos años (entre 145 y 150 millones de m³/día) hasta el 2017, año a partir del cual comienza a decrecer hasta alcanzar los 125 millones de m³/día en 2025. La producción de petróleo, en cambio, mantiene hasta el año 2025 la tendencia decreciente que se viene verificando desde 1998, reduciéndose a sólo 17 millones de m³ (menos de la mitad de lo producido en 2005) al llegar a 2025.

El siguiente paso del proceso de cálculo fue estimar la composición futura del parque eléctrico, a cuyo efecto se adoptó, ex profeso, un conjunto de supuestos tendientes a reducir el consumo de hidrocarburos en el rubro.

Con relación a las centrales eléctricas de servicio público, se supuso la incorporación de todas las centrales que integran el documento "Bases para la elaboración de un Plan Estratégico Energético 2007/2027", elaborado durante el año 2005 en el marco de un proyecto presidido por la Secretaría de Energía, en el que participaron numerosas instituciones⁸.

Dicho documento contiene un "cronograma de renovación del parque generador"⁹ que puede ser considerado óptimo en virtud de la diversidad de fuentes que lo integran y de su ajustada cronología. Su magnitud, estimada en función de una demanda eléctrica superior, resulta incluso excesiva para la demanda proyectada en nuestro estudio.

La incorporación total prevista por dicho cronograma para el período 2003/2025 supera los 36.000 MW e incluye 16 centrales eólicas que agregan 3100 MW, 6 centrales solares fotovoltaicas que suman 400 MW y 3 geotérmicas con 350 MW.

En materia nuclear, además de extenderse las licencias de las centrales existentes, el cronograma prevé la incorporación de 6 nuevas centrales que agregan casi 6100 MW.

La potencia hidroeléctrica se incrementa en 17.300 MW, ampliando hasta 83m la cota de Yacyretá, e incorporando 23 nuevas centrales, que incluyen grandes proyectos binacionales como Garabí y Corpus Christi, y nacionales como Paraná Medio, Quemquemtreu, De las Juntas, Cóndor Cliff, El Chihuido y Anisacate.

En cuanto a la generación térmica convencional, 12 nuevos ciclos combinados agregan 8800 MW.

Para completar la estimación de la potencia eléctrica se consideró, finalmente, que la autoproducción (generación en equipos de grandes consumidores de energía eléctrica) requeriría una ampliación neta de su potencia instalada de alrededor de 1300 MW, con el fin de atender los requerimientos proyectados para el sector industrial.

Computando un retiro de centrales térmicas de servicio público del orden de los 3100 MW en el período proyectado, la potencia total instalada en servicio público más autoproducción pasaría de 28.000 a 62.500 MW, lo que configura un incremento del 4.3% anual en la capacidad

útil real del sistema, si se considera que la misma es alrededor de 5500 MW inferior a la potencia instalada inicial.

Al final del período la configuración del sistema se habría modificado sustancialmente bajo estos supuestos. Las nuevas fuentes (eólica, solar y geotérmica), que sólo representaban el 0.1% de la potencia total en 2003, superarían el 6% en 2025. La energía nuclear habría triplicado su participación, pasando de menos del 4 a más del 11%, mientras que la hidroelectricidad habría subido del 35 al 44%. En contraposición, y pese a los 12 nuevos ciclos combinados, la térmica convencional se habría reducido del 61 al 39%.

Para simular la generación se utilizó un procedimiento simplificado que, respetando factores de uso máximos adoptados para cada tipo de central, “despachó” en último término a las térmicas convencionales, otorgando prioridad a los restantes tipos de centrales eléctricas.

A su vez, dentro de las centrales térmicas convencionales, la simulación efectuada otorgó prioridad a las de ciclo combinado frente a las de turbo vapor, turbo gas y equipos diésel, y se supuso que cada tipo de equipamiento mantendría el mismo consumo unitario de combustibles del año 2003, asumiendo implícitamente que la mayor eficiencia de las nuevas centrales se vería compensada por el desgaste de las preexistentes.

También la refinación de petróleo fue simulada mediante un procedimiento simplificado, basado en rindes mínimos y máximos para cada derivado, suponiendo que el total de crudo procesado respondería al requerimiento local de gasoil y dando prioridad en la elaboración de los restantes derivados a los más livianos. El criterio básico seguido para determinar cuánto gasoil se importaría y cuánto se produciría localmente fue el de minimizar el volumen de importación menos exportación total de crudo y derivados.

Con relación a las plantas de tratamiento de gas, se mantuvieron los porcentajes recientes de gas procesado y líquidos extraídos, considerando que, en virtud de la declinación proyectada para la producción, las eventuales nuevas plantas operarían en detrimento de las existentes, sin grandes cambios en la operación total.

Para completar la carga del modelo LEAP sólo restaba incorporar los porcentajes de carga y rendimiento de las coquerías, carboneras y altos hornos, los de consumo propio asociados a los distintos procesos energéticos, y los de pérdidas de transporte y distribución. Para ello se analizaron los valores extraídos de la serie de balances precedentes, manteniendo los niveles y tendencias observados.

Con todos estos elementos y tras un largo proceso de prueba y error, el modelo estuvo en condiciones de arrojar los resultados que comentaremos a continuación.

Resultados

La figura 5 exhibe el consumo final proyectado de energía, por sector consumidor. El total crece 3.3% anual entre los años 2005 y 2025, mientras que la industria crece el 4.7% anual, reflejando tanto el mayor crecimiento económico previsto para el sector industrial, como la tendencia creciente de su consumo por unidad de PBI. El consumo final del transporte continúa siendo el segundo

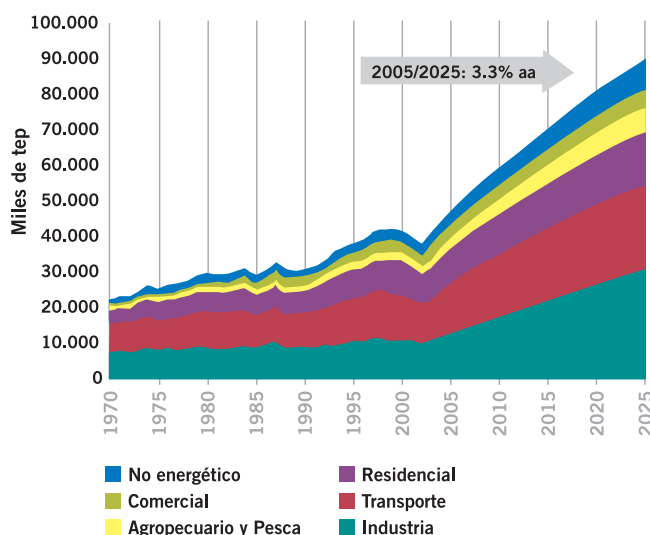


Figura 5. Consumo Final de Energía, por sector consumidor - 1970/2004 Real, 2005/2025 Proyectado.

Fuente: FEDN, sobre la base de datos de la Secretaría de Energía para el período 1970/2004.

sector en importancia, aunque crece sólo el 2.4% anual, debido a su intensidad energética decreciente.

Considerando que en el escenario adoptado el PBI crece a una tasa del 2.9% anual, el crecimiento proyectado para el consumo final parecería indicar una elasticidad mayor que la unidad. Por lo que hemos visto al analizar la proyección efectuada, no tiene mucho sentido hablar de una elasticidad global del consumo final respecto al PBI, puesto que cada segmento responde a variables diferentes. No obstante, cabría acotar que durante el período 1980/2000 se registró una relación similar entre ambas tasas de crecimiento, y que aunque el consumo final por unidad de PBI

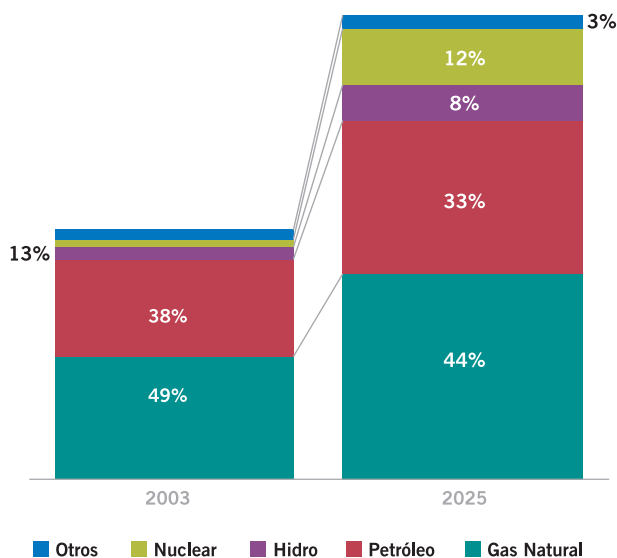


Figura 6. Consumo Total Proyectado de Energía, por Fuente.

Fuente: FEDN, sobre la base de datos de la Secretaría de Energía para el año 2003.

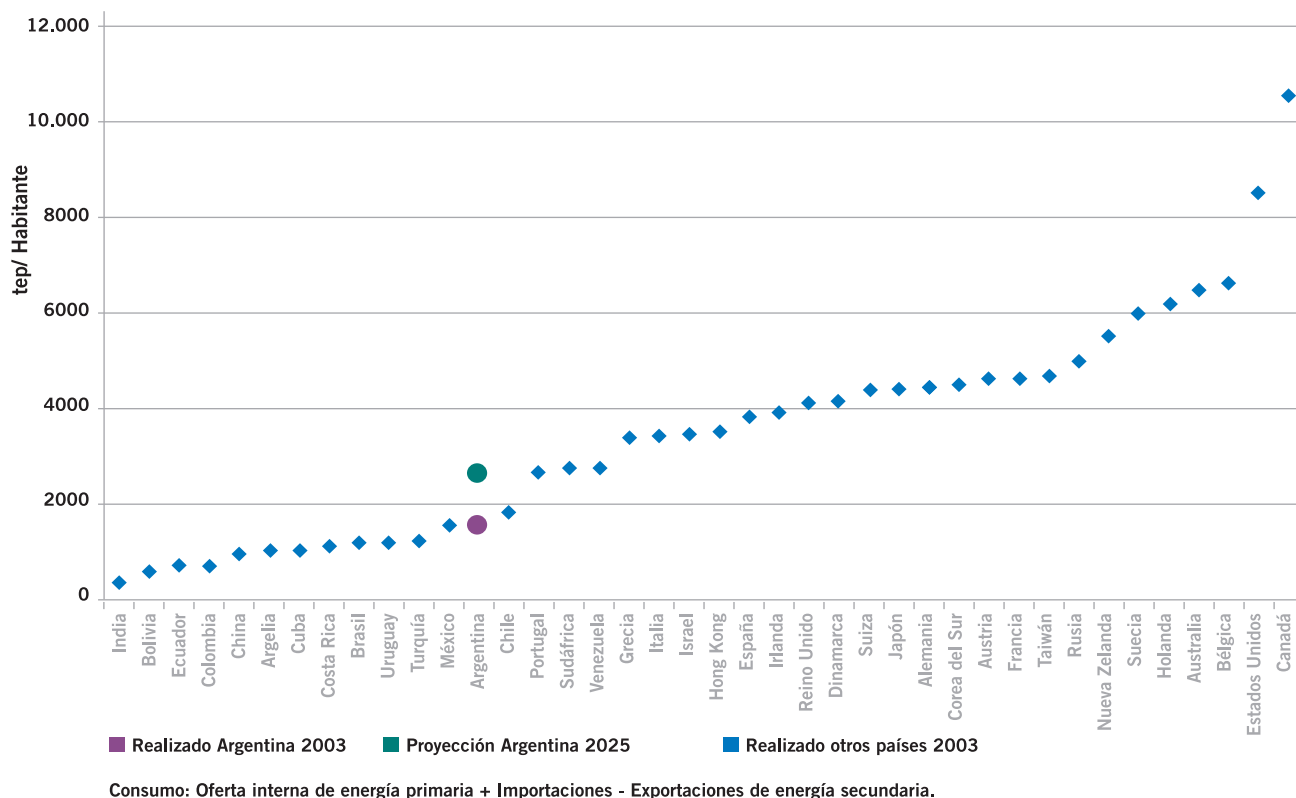


Figura 7. Consumo de energía por habitante en la Argentina y otros países.

Fuente. Argentina: 2003 según Balance Energético Nacional elaborado por la Secretaría de Energía, 2025 proyectado por el FEDN. Resto del mundo: International Energy Annual 2004 del Energy Information Administration.

proyectado crece, lo hace partiendo de un nivel –el del año 2005– relativamente bajo, por lo cual el nivel que alcanza en el año 2025, resulta similar al registrado en el año 2004.

Cuando a este consumo final se suman los restantes consumos de energía por pérdidas en procesos de producción, transformación, transporte o distribución, se obtiene la proyección del consumo total que se exhibe, desagregada por fuente, en la figura 6 de la página 46.

La comparación entre el consumo total del año 2025 y el del año base (2003) muestra una reducción en el peso relativo del gas natural (que pasa del 49 al 44%) y del petróleo y sus derivados (que pasan del 38 al 33%). Las demás fuentes, que en el año 2003 sumaban un 13% del total, incrementan sensiblemente su participación, pasando a representar un 23% del total en el año 2025.

Cuando dividimos los consumos mencionados por el total de habitantes de la Argentina y lo comparamos con los de otros países, como se muestra en la figura 7, comprobamos que los valores proyectados para nuestro país resultan sumamente mesurados.

En efecto, el consumo total de energía por habitante de la Argentina en el año 2003, se hallaba en un nivel comparable al de países como Chile o México. El nivel proyectado para el año 2025 nos sitúa en el nivel que actualmente tienen países como Portugal, Sudáfrica o Venezuela, considerablemente inferior incluso al de los países europeos de climas más templados como Grecia, Italia y España.

En el caso de los hidrocarburos, la proyección de su demanda es, pues, doblemente mesurada, porque hemos partido de un escenario de fuerte sustitución de dicha fuente por nuclear y renovables.

Como hemos visto antes, también hemos sido relativamente optimistas al proyectar la oferta de hidrocarburos, utilizando a pleno los recursos disponibles en las cuencas activas.

Si ahora combinamos ambas proyecciones, obtendremos los balances que se exhiben en las figuras 8 y 9.

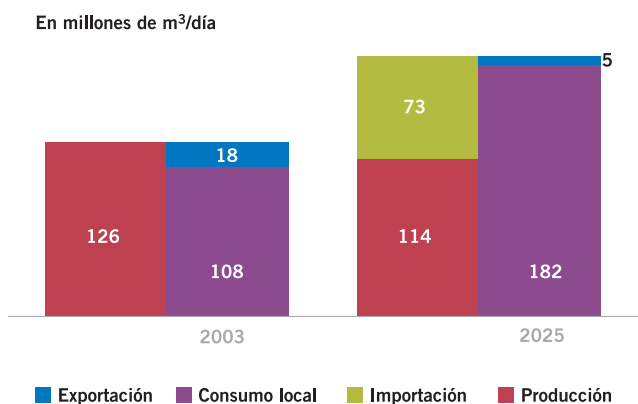


Figura 8. Balance de Gas Natural - 2003 Real, 2025 Proyectado.

Fuente. 2003: según Secretaría de Energía. 2025: proyección del FEDN.

En la figura 8 de la página 48 se observa que, mientras que en el año 2003 la producción superaba la demanda total de gas, permitiendo exportar un promedio de 18 millones de m³/día, en 2025 habría que importar más de 70 millones de m³/día, aun si se mantuvieran sólo las exportaciones a Chile destinadas a Methanex.

En el caso del petróleo y sus derivados, la figura 9 de la página 50 muestra que, mientras que en el año 2003 las exportaciones superaron a las importaciones en 17 millones de toneladas equivalentes de petróleo, en 2025 las importaciones superarían a las exportaciones en más de 20 millones de tep.

Las consecuencias de estas proyecciones en el balance comercial de la Argentina son significativas. Para cuantificarlas hemos procedido a valorizar los volúmenes mencionados, aplicando en el caso del petróleo y derivados, los valores CIF de importación y FOB de exportación vigentes en el año 2006, y un costo de importación de gas natural de 5 US\$/Millón de Btu, tomando como referencia el contrato con Bolivia.

En la figura 10 de la página 52 se observa que mientras en el año 2003, las importaciones y exportaciones efectivamente realizadas, habrían arrojado –a los precios de 2006– un superávit neto de 6000 millones de dólares, en 2025 la relación importación/exportación de hidrocarburos se revertiría, arrojando un déficit de casi 10.000 millones de dólares.

Conclusiones

Consideramos que el trabajo expuesto permite extraer algunas conclusiones de interés, que señalamos a continuación.

En primer lugar, es visible que salvo en el caso del transporte, los distintos sectores consumidores de energía de la Argentina vienen mostrando desde hace por lo menos 35 años una tendencia creciente en su consumo por habitante o por unidad de producto.

Como ello ha venido sucediendo mientras en el resto del mundo el alto precio del petróleo incidía en sentido opuesto, no deberíamos esperar un alineamiento automático de la demanda local con los comportamientos y tendencias del resto del mundo.

Si deseamos modificar estas tendencias locales y apuntar hacia un uso más racional de nuestros recursos energéticos, habrá que actuar persistentemente para conseguirlo. De otro modo, el crecimiento económico implicará un crecimiento igual o superior del consumo de energía.

En segundo lugar, es indudable que para sostener el crecimiento de nuestra economía será necesario un importante nivel de inversiones en materia energética. En este como en otros campos, no partimos desgraciadamente de una situación inicial holgada, sino de un país que cayó en *default* y vio rondar la quiebra a su sistema bancario y a muchas de sus empresas.

En millones de TEP

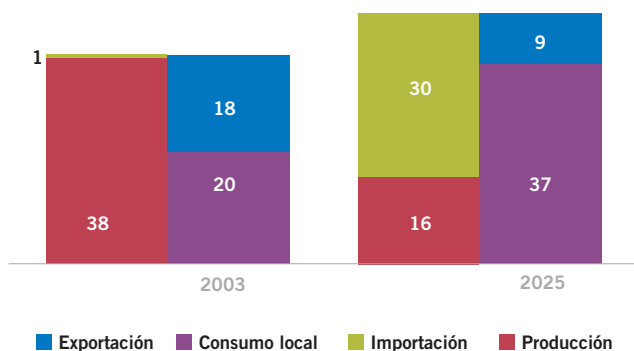


Figura 9. Balance de petróleo y derivados - 2003 Real, 2025 Proyectado.
Fuente. 2003: según Secretaría de Energía. 2025: proyección del FEDN.

Nuestra proyección refleja esa necesidad, mostrando el fuerte requerimiento que acompaña al escenario de crecimiento económico “moderadamente optimista” que adoptamos. Pero, además, muestra que aun si se maximizara el esfuerzo para incorporar reservas y aumentar la producción de hidrocarburos en las cuencas activas, y aun si se pudiera llevar a cabo un ambicioso plan de equipamiento eléctrico, explotando intensamente los recursos hídricos, sextuplicando la potencia nuclear e instalando decenas de centrales eólicas, solares y geotérmicas, el desarrollo nacional enfrentaría una fuerte restricción en el campo de los hidrocarburos.

No hemos avanzado aún en un análisis regional que nos permita determinar en qué medida esa restricción podrá ser compensada mediante importaciones, ni qué infraestructura requerirían las mismas. Pero hemos mencionado ya las posibles consecuencias de esas importaciones y de la reducción de nuestras exportaciones energéticas, sobre la balanza comercial.

El problema no es nuevo. Nuestro país lo enfrentó en diversas oportunidades, con políticas muy diversas, que van desde la creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado hasta su privatización, pasando por la sucesiva

suscripción y anulación de contratos petroleros, y el otorgamiento y anulación de concesiones.

El descubrimiento del mega yacimiento de Loma de La Lata nos dio un largo respiro, duplicando nuestras reservas de gas natural en los 80 y aportando casi 30 millones de m³ por día durante más de 25 años. Al amparo de ese gigante, modificamos nuestra matriz energética hasta que el gas llegó a representar un 50% de la misma, y hasta comenzamos a exportar a Chile. Llegamos incluso a imaginarnos como grandes proveedores de gas a Brasil, soñando tal vez con encontrar otro Loma de La Lata. Hoy las reservas de este yacimiento se han reducido a cerca del 15% del total de reservas comprobadas del país y no hay indicios de otro mega yacimiento.

El problema está de nuevo ante nosotros y su magnitud podría ser mayor que lo que surge de nuestra proyección, deliberadamente moderada. No es coyuntural ni bastarán medidas aisladas para solucionarlo. No es un problema del gobierno ni del sector energético, sino que repercutirá sobre la sociedad argentina en su conjunto. Urge reconocerlo, repensarlo y actuar en consecuencia.

Próximos pasos

Las tareas que se ha propuesto la Mesa de Energía del Foro Estratégico para la segunda y tercera etapa de su trabajo apuntan a buscar respuestas precisas a los interrogantes en que el problema descrito puede ser desagregado.

En el ámbito de la demanda, cabe preguntarse, por ejemplo: ¿Qué tendencias son previsibles a escala mundial, que pueden afectar nuestro consumo energético, y cuáles conviene acompañar o evitar? ¿En qué segmentos tiene más sentido aplicar políticas locales de uso racional de la energía? ¿Cuáles son las más aconsejables? ¿Cuál sería la magnitud de los resultados esperables y su relación costo-beneficio?

En el ámbito de la oferta, procuraremos dilucidar, por ejemplo: ¿Qué políticas resultarían convenientes para maximizar la exploración y producción local de hidrocarburos? ¿Qué ventajas y desventajas muestran las fuentes alternativas y qué políticas convendría implementar respecto de cada una? ¿Cuáles son los pros y contras de las

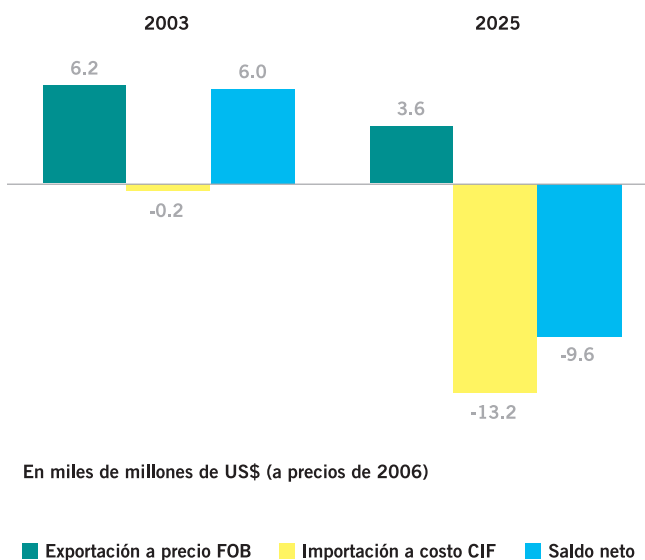


Figura 10. Exportación/Importación de gas natural, petróleo y derivados - 2003 Real, 2025 Proyectado.

Fuente: FEDN.

opciones de equipamiento eléctrico? ¿Cuáles son los aspectos clave en materia de líneas de transmisión, gasoductos y redes de distribución? ¿Qué estructura de refinación sería deseable promover frente al perfil de demanda previsto? ¿Cómo se podrían financiar las grandes inversiones requeridas? ¿Qué rol le cabe al Estado y a los particulares?

Con relación al marco regional: ¿Qué posibilidades ofrece la integración energética regional? ¿Con qué limitaciones? ¿Qué política de importación y exportación sería aconsejable?

Para buscar estas respuestas, en la segunda etapa en curso se trabaja paralelamente sobre dos líneas. Por un lado, se está realimentando el modelo de balance energético desarrollado, con supuestos ajustados sobre equipamiento eléctrico, reservas, producción de hidrocarburos y otros aspectos, con el objetivo de producir un nuevo escenario base. Por el otro, se han formado subgrupos de especialistas por tema, que están analizando y elaborando alternativas que puedan luego ser trasladadas al modelo y cuantificadas.

Con las políticas identificadas y cuantificadas durante esta segunda etapa, estaremos en condiciones de cumplir con la tercera y última etapa de nuestro programa, en la cual esperamos completar el diagnóstico incorporando los aspectos cualitativos y seleccionando y priorizando los factores clave, y finalizar formulando propuestas de acción estratégica, en un proceso que no deseamos realizar en soledad, sino dialogando con funcionarios, empresarios y especialistas energéticos y, por supuesto, con la integración de las restantes Mesas del Foro.

Aspiramos a aportar ideas útiles y propuestas concretas y realizables al Programa que el Foro Estratégico entregará a las autoridades del Gobierno nacional en el año 2008.

Sin embargo, consideramos que cuando un país enfrenta desafíos que requieren acciones de gran impacto y continuidad, resulta vital que la sociedad tenga una visión clara y compartida de los problemas y participe activamente de las soluciones.

Estamos convencidos de que de esta manera habremos contribuido a comprender los temas analizados, compartiendo los resultados de nuestro trabajo y enriqueciéndolo a través del intercambio con otros especialistas, funcionarios y empresarios. ■

Eduardo Senén Bobillo es economista. Actualmente es coordinador general de la Mesa de Energía del Foro Estratégico para el Desarrollo Nacional y desempeña el cargo de Gerente de Planeamiento Comercial de MetroGAS S.A. Previamente se desempeñó en áreas de planeamiento de YPF (1973-1991), en McKinsey & Co (1991-1994) y como Socio Director de dos consultoras energéticas de la Argentina (Ecoenergía y Mercados Energéticos, 1994-2000). También tiene una extensa experiencia como profesor de microeconomía y de mercadotecnia en la Universidad de Buenos Aires y en la Universidad del Salvador.

- 1 Cuando se inició el trabajo no se contaba aún con un balance energético definitivo para el año 2005, por lo que dicho año debió ser también proyectado, utilizando la información provisoria disponible.
- 2 Gráfico "palo de hockey".
- 3 En la segunda etapa, a desarrollar en el año 2007, se prevé analizar aspectos específicos del tema precios.
- 4 El Balance Energético Nacional es una matriz cuyas filas corresponden a las distintas formas de energía primaria (hidráulica, nuclear, gas natural, petróleo, carbón mineral, leña, bagazo y otros) y secundaria (electricidad, gas distribuido, gas licuado, derivados del petróleo, gases de coquerías y altos hornos, etc.), y en cuyas columnas se analiza la oferta de dichas fuentes (computando su producción, importación y exportación, variación de stock, no aprovechado y pérdidas), la transformación de energía primaria en secundaria (en centrales eléctricas, plantas de gas, refinerías, etc.) y el consumo (el propio del sector energético y el consumo final por sector: residencial, comercial y público, transporte, agropecuario, industrial y no energético).
- 5 La especificación, utilizada también para el consumo final del sector no energético, permite llegar mediante el uso de logaritmos y transformaciones algebraicas a una ecuación del tipo: $C = k \cdot P^a \cdot (1+b)^t$. Donde: "C" es el consumo final a proyectar, "k" es un coeficiente técnico, "P" es el valor agregado sectorial que se utiliza como variable explicativa del consumo final, "a" es la elasticidad del consumo respecto del valor agregado, "b" es una tasa de crecimiento autónomo, y "t" es el tiempo.
- 6 Tampoco se consideró explícitamente la evolución cuantitativa del parque de automóviles. La información histórica disponible a este respecto es muy deficiente y cualquier proyección iba finalmente a ser basada en la evolución del PBI total.
- 7 El U.S. Geological Survey es un organismo oficial creado en 1879 por el Congreso de EE. UU. para monitorear las reservas mundiales de agua, energía y recursos minerales. En la actualidad cuenta con 10.000 científicos y más de 400 sedes en todo el mundo. Su USGS World Petroleum Assessment 2000 incluye una estimación de los recursos no descubiertos en cada una de las cuencas activas de la Argentina, para cuatro niveles distintos de probabilidad (geológica y de accesibilidad).
- 8 Entre otras instituciones, participaron de este proyecto: La Comisión de Energía de la H. Cámara de Diputados de la Nación, SECYT, CONICET, INTA, UNC, UTN, el Consejo Federal de Energía Eléctrica, CGT, ENARSA, APSEE, CAMMESA, ENRE, IBAPE, el Instituto Balseiro, INVAP, NASA, CNEA, etc.
- 9 Elaborado por el Dr. Leonardo Sobehart, actual coordinador del Subgrupo de Energía Nuclear de la Mesa.