

# El sector energético: un factor de crecimiento económico a largo plazo

Cuánta energía se necesita para sostener el crecimiento económico es la pregunta que reina hoy entre el empresariado del sector energético. Según un informe de la Fundación Crear, la Argentina necesita inversiones en energía por us\$33.223 millones entre este año y 2020 para sostener su previsión de crecimiento económico del 3% anual. Para lograr un crecimiento del 5% anual, que es el nivel "deseable" porque duplicaría el Producto Bruto Interno (PBI) del país, hacen falta inversiones por us\$52.993 millones. Si se mantiene la tasa del 1,2% de aumento del PBI argentino de promedio de los últimos veintitrés años, sólo se necesitarían inversiones por us\$17.486 millones.



La relación entre demanda y oferta de energía en la Argentina está en un punto de ruptura. Mientras aquella crece a tasas importantes, ésta lo hace a una menor velocidad, lo que genera la necesidad de importar energía (combustibles –gas y líquidos pesados– y electricidad) para revertir el carácter de país exportador de finales de la década de los años '90 y hasta el año 2001. Además, se pusieron en evidencia un conjunto de cuellos de botella y podrían afectar la provisión normal de energía en los próximos años. La generación eléctrica, el abastecimiento de gas –tanto por falencia de la producción como por limitaciones en el transporte–, la transmisión de electricidad trabada por la falta de interconexión completa en el SADI (Sistema Argentino de Interconexión), así como por numerosos problemas puntuales en los nodos y los enlaces, entre otros temas, forman una madeja de dificultades del lado de la oferta.

El fuerte ritmo de recuperación de la actividad económica –que se traduce en un PBI que creció un 8,8% en el año 2003, se estima que podría crecer a una tasa del 8% en 2004 y un 6% en 2005, unido a un contexto de precios relativos de la energía que la abarataron en términos de los productos transables y de otros servicios– opera como un importante factor de incentivo al consumo.

Si a eso se agregan dos hechos verificados ampliamente en el ámbito de la economía aplicada de la energía –como que en los países de ingreso medio<sup>1</sup> el consumo de energía se eleva por encima de la tasa de crecimiento de la economía–, toda vez que los consumidores gastan proporciones crecientes de su ingreso en bienes intensivos en energía, a medida que su ingreso aumenta y, por otra parte, en las fases de recuperación de crisis profundas de la actividad, la demanda se expande con elasticidad ingreso superior a la unidad y se configura un panorama de conflicto entre la provisión del insumo energía y su demanda.

Además, en el caso de la Argentina en la última década, se intensificó la relación entre los mercados del gas y de la electricidad, por las inversiones en centrales térmicas de ciclo combinado que llevaron al sector de generación a ser un componente extremadamente relevante de la demanda de gas.

Mientras el consumo residencial y comercial de gas natural crece al ritmo del mayor equipamiento en bienes durables –al tener en cuenta que la ratio de urbanización está prácticamente dada y es de poca movilidad–, la demanda industrial aumenta en forma significativa al ser

incentivada por la recuperación de la actividad productora de bienes, sobre todo en este camino de salida hacia arriba desde una depresión que se arrastró por más de 48 meses.

La evolución de los precios del mercado mundial de petróleo –con el WTI (West Texas Intermediate) en niveles cercanos a us\$50 el barril y el Brent a casi us\$45 el barril– afectará el conjunto de los precios de todas las energías y, en particular, impactará en el precio del gas en boca de pozo y el costo de generación de energía eléctrica, lo que hará aún más crítico el presente panorama de tarifas y los precios de la energía.

Por otra parte, habrá un mayor incentivo potencial a exportar petróleo, amortiguado por el esquema de derechos de exportación móviles dispuesto por el Ministerio de Economía. Así mismo, el mayor precio de los líquidos pesados (diesel y fuel) de uso alternativo, aunque muy limitado por cierto,<sup>2</sup> el gas natural en generación y en la industria creará una tendencia a ser sustituidos por gas natural. Por lo tanto, se agrega una demanda adicional a la ya existente que, como se ha dicho, viene en un *trend* creciente.

Del lado de la oferta, la matriz energética primaria doméstica en 2002 –con el petróleo al 47% y el gas natural al 43%– y su correlato del lado de la demanda local –que para ese año registró un 40,4% de petróleo y un 46,4% de gas– sugieren la conformación de un país prácticamente gas dependiente.<sup>3</sup> Las estimaciones oficiales, indican que la participación del gas en la matriz energética primaria habría llegado a un 49,5% y el petróleo habría caído al 38,3%, siempre medidas en TEP (toneladas equivalentes de petróleo).

## Resumen ejecutivo

En el marco de estas consideraciones se planteó este trabajo, cuyo propósito principal es evaluar las inversiones necesarias que el sector energético debe afrontar en el largo plazo, a efectos de no convertirse en una limitante al crecimiento económico.

Este trabajo se desarrolla considerando la política energética del gobierno nacional, según se la instrumenta y manifiesta desde la normativa emitida por la Secretaría de Energía y el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, así como en consonancia con el marco legal vigente, aun cuando éste estuviera parcialmente sus-

pendido en su operatividad de manera temporaria, como el gobierno sostiene, y dentro de los cánones que el sector privado asume como derecho propio.

Por lo tanto, el centro de este estudio es determinar el nivel de las inversiones necesarias en el período 2005-2020 en el sector energético, comprendiendo el segmento *upstream* del gas y el petróleo, el transporte de gas natural y la transmisión de energía, la capacidad de refinación de derivados del petróleo y la distribución de gas y electricidad, para responder a la demanda operada por un proceso de crecimiento económico sostenido. El informe arroja “proyecciones” y no es, por lo tanto, un “pronóstico” de la evolución futura del sector energético.

Esta investigación se desarrolló sobre la base de tres escenarios de crecimiento del PBI: uno del 3%, que es la tasa media anual definida por el gobierno nacional compatible con el pago de la deuda externa en *default*, dentro del esquema expuesto en la Asamblea Anual del FMI-BM de Dubai en 2003 y el ajuste de junio de 2004; un segundo que usa una tasa media anual de crecimiento del 5%, que es una meta deseable a fin de duplicar el PBI en quince años, ritmo que muchos otros países y aun a tasas mayores –principalmente en Asia, pero también en los casos de Irlanda y Chile– lograron por varias décadas; por último, un tercero que utiliza una tasa “histórica” que resulta de la aplicación de un modelo econométrico ARMA(1,1) que refleja las tendencias profundas de la evolución de la actividad económica de la Argentina en los últimos veintitrés años y revela una tasa de aumento medio anual del 1,2%.

La proyección macroenergética se llevó a cabo según metodologías diferentes en función de los sectores involucrados. Para el caso de la electricidad, se estimó un modelo de ecuaciones simultáneas de oferta y demanda del MEM y se utilizó el método de mínimos cuadrados trietápicos, con datos mensuales que luego se anualizaron, mientras el precio se determinó en forma endógena.

Con respecto al gas natural, se estimó la demanda para el *end use* mediante la utilización de un sistema de ecuaciones y el método de ajuste por mínimos cuadrados trietápicos, mientras la oferta se usó sólo para identificar la demanda, por lo que no sería correcto suponer que esa oferta realmente explica la “oferta”; por ende, los precios se definieron en forma exógena en función de una metodología que toma en cuenta la política de precios definida por la Secretaría de Energía mediante la aplicación de la resolución MPIPYS N° 208/04 y la aparición de Bolivia como un proveedor de gas a un precio dado para el gas natural puesto en frontera. La función de oferta de largo plazo, que no se puede determinar dada la conformación del mercado (altamente concentrado en su oferta), debió estimarse al cerrar contra la demanda local y de exportación.

En cuanto al petróleo, se proyectó la demanda doméstica de producción nacional y se utilizó un método de elasticidad ingreso constante en el tiempo; en el caso de la exportación, se estimó a partir de los porcentajes de 2004 y reduciéndolos en 40% a 2020. La oferta cierra contra la demanda total.

En relación con los precios se usaron dos escenarios: uno de precios mayores y otro de precios menores, en el que aun el “menor” es más alto que los precios de la

época de la convertibilidad. Los precios del gas dominan el escenario: mientras entre 1995 y 2001 se situaron en us\$1,30/1,40 millón BTU, en 2002-2003 fueron de us\$0,60 millón BTU. Se estima que en 2006, siguiendo las disposiciones de la Secretaría de Energía, serán de us\$1,60 millón de BTU y en los escenarios más lejanos (2015) podrían ubicarse en us\$2/2,50 millón BTU. Los precios de la energía subirán en consecuencia: entre 1999-2001 era us\$25/MWh, cayó a us\$10/MWh en 2002-2003, en 2007 (según las disposiciones de la Secretaría de Energía) alcanzarán a us\$25/MWh y para 2020 se proyectan a us\$35/40/MWh. El precio del petróleo, impredecible por su base de volatilidad fuerte y diversificada, se proyectó para la calidad argentina a us\$33/35 barril, equivalente a us\$43/45 barril para el WTI.<sup>4</sup> El tipo de cambio utilizado se mantuvo en \$3 por dólar.

La demanda de gas y energía eléctrica proyectada aumenta con una elasticidad ingreso superior a la unidad en todos los escenarios –con excepción de la energía en el caso del crecimiento del 5% que refleja que si el ingreso crece a tasas fuertes, la demanda de gas aumenta más que la de electricidad– por el juego de los precios relativos en el sistema de ecuaciones, aun cuando el incremento en electricidad es altamente significativo e inclusive cuando alcanza una elasticidad ingreso cercana a la unidad. A continuación, la figura 1 muestra las distintas tasas medias de aumento de la demanda de energía para la alternativa de precios del gas “menores” para cada escenario de crecimiento económico.

	Gas	Petróleo	Energía eléctrica
Escenario 1 - 3% anual	3,3	2,3	4
Escenario 2 - 5% anual	5,4	3,6	4,8
Escenario 3 - 1,2% anual	0,83	0,88	3,3

Figura 1. Demandas. Tasas medias de variación anual (%)

La demanda de gas natural crece más que la de petróleo; esto sugiere que la matriz energética primaria mostrará una mayor intensificación gasífera relacionada con los precios relativos “gas-petróleo-derivados del petróleo” que tienen al gas más barato que el resto de los combustibles y a la decisión oficial de cubrir los faltantes de generación con centrales térmicas de ciclo combinado, mientras que la oferta de capacidad de otras fuentes –como la nuclear o la hidroeléctrica– se remiten a finalizar las obras en curso. La demanda de gas en el *end use* muestra un importante aumento en el caso de residenciales, de industria y de generación, que se reflejará en inversiones significativas en la distribución y la incorporación de 2.200.000 usuarios a lo largo de los dieciséis años del período que está en consideración. Este es un esfuerzo importante de la industria para contribuir a mejorar el estándar de vida de las

	Gas			Petróleo		Energía eléctrica			Total
	Upstream	Transporte	Distribución	Upstream	Refino	Generación	Transmisión	Distribución	
Escenario 1 - 3% anual	6641	3490	1714	5456	4500	7165	866	2200	32.032
Escenario 2 - 5% anual	12.165	7240	1714	11.320	7500	9328	866	2800	52.933
Escenario 3 - 1,2% anual	2834	2090	1714	1205	1500	5517	866	1700	17.426

Figura 2. Inversiones. Casos de precios menores (en millones de dólares)

poblaciones. No se descarta que el Estado deba afrontar –parcialmente, al menos– la puesta en práctica de algún programa de asistencia para los hogares de recursos bajos.

Finalmente, las inversiones que la industria energética deberá afrontar en estos años son importantes (según se aprecia en la figura 2) pero no se alejan demasiado de aquellas que se hicieron en la década de los años '90 en cada uno de los segmentos. Para el escenario de crecimiento de 3% anual, el promedio de inversiones requeridas es de us\$2076 millones por año; para el escenario de crecimiento de 5% anual, el promedio de inversiones necesarias es de us\$3308 millones por año y para el escenario de crecimiento “histórico” del 1,2% anual medio, las inversiones reclamadas alcanzan los us\$1093 millones promedio del período 2005-2020.

Sólo si se toman las inversiones en el *upstream* de gas y petróleo, el esfuerzo anual medio que denotan los escenarios es de us\$831 millones para el crecimiento de 3%, de us\$1476 millones para el crecimiento de 5% y de us\$256 millones para el crecimiento de 1,2%, que se compara con el monto de inversiones en explotación y exploración complementaria del *upstream* petrolífero-gasífero de 1995-2003,<sup>5</sup> según las declaraciones juradas de las empresas, que alcanzó los us\$1648 millones anuales medios. Las cifras indican que la inversión adicional necesaria para sostener la oferta de combustibles para el plazo en consideración es algo menor que la del período del proceso de privatizaciones y desregulación, aunque su destino debe ser diferente. Mientras las inversiones de la convertibilidad se concentraron en explotación, las proyectadas se intensifican en exploración y en el *downstream*. En el caso del transporte y la distribución de gas y en la refinación de petróleo, los montos a invertir entre 2005 y 2020 son superiores a los valores históricos, lo que denota la dimensión de las restricciones en esos segmentos de la industria. En cambio, para la energía eléctrica los valores a invertir, según la proyección 2005-2020, son mayores que los operados en los años '90 en el escenario de crecimiento fuerte. En efecto, la inversión en generación y redes, entre 1992 y 2001, fue de us\$5700 millones, un promedio de us\$570 millones anuales; mientras que para el lapso 2005-2020 y en el escenario de 3%, el promedio requerido es de us\$501 millones. Para el escenario de 5%, la inversión requerida es de us\$637 millones anuales promedio y en el escenario

de 1,2%, la inversión sería solamente de us\$399 millones anuales medios.

Las inversiones proyectadas se refieren a la inversión en explotación y en exploración que, reiteramos, tienen cierta equivalencia con las realizadas en la década de los años '90 y hasta 2003. Aquí debe tenerse en cuenta que un conjunto de las inversiones que debieron realizarse en aquellos tiempos hoy ya son parte del acervo de capital y no se deben repetir. Es decir, que las inversiones del período proyectado serían netas de las que forman parte de instalaciones y construcciones no repetibles. No obstante, respecto del sector gas y petróleo en particular, el nuevo *set* de precios proyectado sugiere que las empresas estarán en condiciones de obtener rentabilidad que les permita derivar una parte relevante a inversiones que deberían dirigirse a las cuencas de riesgo medio y alto, es decir, aquellas incluidas en el Plan Argentina. La figura 3 muestra el total de inversiones del *upstream* en el período 1995-2003 e indica que las empresas eligieron primero explotar los yacimientos conocidos y explorar en su entorno, tratando de maximizar su productividad, pero eso terminó con una reducción de las reservas probadas en términos de años de cobertura respecto de los niveles históricos. La caída de la inversión total de los años 2002 y 2003 acentuó esta disminución, ya que en gas se pasó de dieciséis años de reservas com-

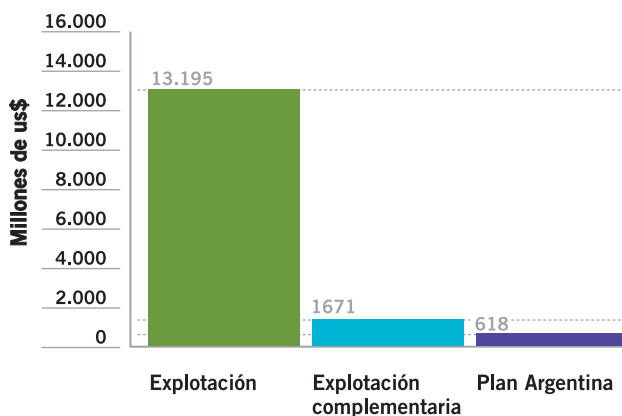


Figura 3. Inversiones en el *upstream*. Gas y petróleo en el período 1995-2003

Fuente: EEM sobre datos de la Secretaría de Energía

probadas en 2001 a aproximadamente doce años en 2003. Dado que **las proyecciones de inversiones incluyen la restricción de mantener las reservas en los años de disponibilidad que establecen los guarismos de 2003** y, por lo tanto, el monto a invertir cierra contra el requisito de mantenimiento de reservas en los niveles de 2003, en términos de su cobertura de años de consumo/producción es imprescindible que la exploración avance fuertemente sobre las cuencas del Plan Argentina.

Según las estimaciones para un crecimiento de la economía sostenido del 3% anual (escenario 1), el consumo de energía aumenta un 50%. Si se toma en cuenta la proyección de la población que realiza el Indec para el año 2020 (45,35 millones de personas), el consumo *per cápita* crece de 1,73 TEP a 2,27 TEP por habitante, muy por encima de México, que en el año 2001 registraba un índice de consumo de energía primaria *per cápita* de 1,29 TEP. Por lo tanto, todavía la Argentina tiene un gran potencial de crecimiento: en el año 2001, los Estados Unidos tuvo un consumo *per cápita* de energía de 7,6 TEP; Japón, de 4,06 TEP y los países de la OECD (Organización Económica para la Cooperación y el Desarrollo) en su conjunto, 4,68 TEP.

La matriz de demanda de energía primaria estimada para el año 2003, muestra un país "gas intensivo" (figura 4). La matriz para el 2020 afirma y acentúa esa tendencia. La participación del gas natural en la demanda primaria aumenta en siete puntos porcentuales. En el escenario planteado, aunque se tomen en cuenta las inversiones planeadas por el gobierno en materia de producción de energía hidráulica y nuclear, éstas pierden participación frente al gas natural.

El incremento porcentual de la participación del gas natural en la matriz energética primaria 2020, respecto de 2003, responde a la decisión de la política energética ofi-

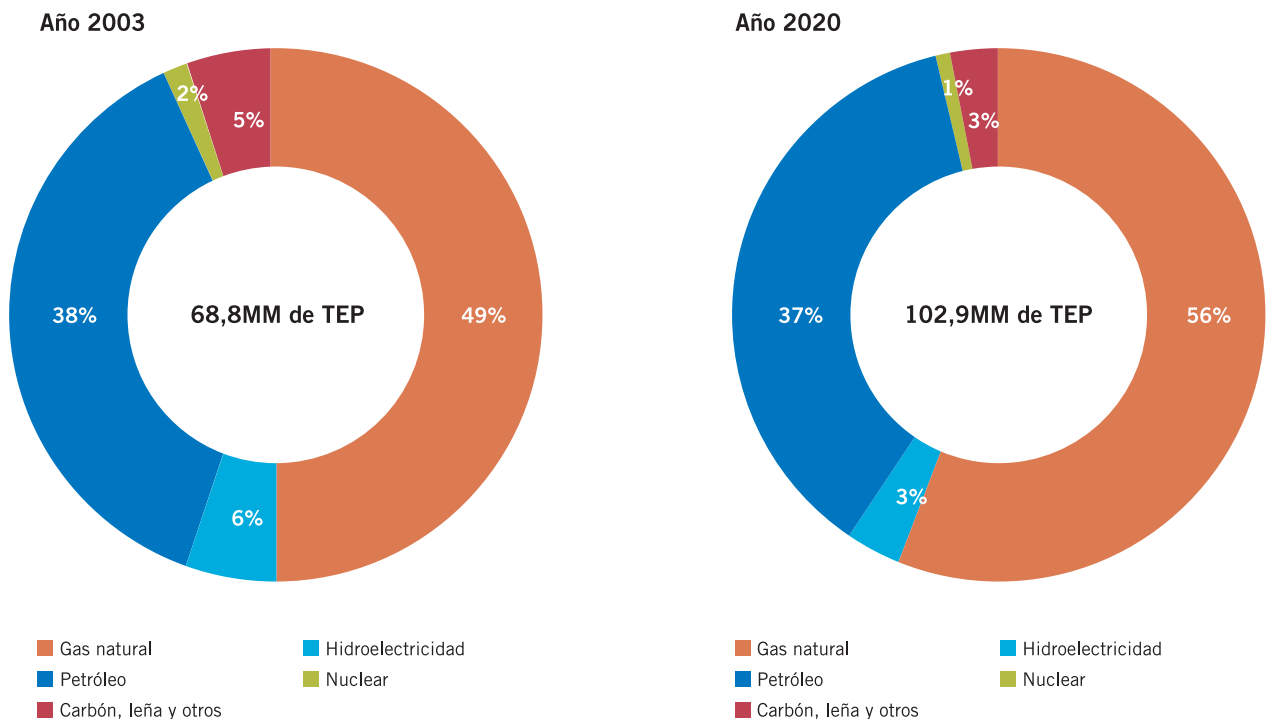
cial de cubrir las necesidades de provisión de energía eléctrica con centrales de generación térmica de tecnología ciclo combinado, es decir, centrales que utilicen el gas natural como combustible. Al mismo tiempo, el propio sector petrolero –por razones que no se discuten aquí– reduce desde 1998 la producción de petróleo, con lo que su participación relativa en la matriz primaria muestra una tendencia clara de disminución. Como se mencionó antes, excepto la finalización de Atucha II (nuclear) y la elevación de la cota de Yacretá, los planes del gobierno nacional en materia de generación no contemplan mayores alternativas de uso de combustible que puedan alternar con el gas natural.

## Algunas reflexiones finales

Un escenario como el que plantea crecer al 3% por año entre 2005 y 2020, a tasa constante, permite estimar que la demanda de gas se incrementará al 3,34% anual promedio y la de electricidad al 4,04% anual promedio. Para atender estas demandas, la oferta de energía eléctrica debe expandirse y estar disponible en forma efectiva en los años 2007 y 2011 y, luego, todos los años hasta 2020. La inversión en refinerías debe llevarse a cabo en los años 2007, 2014 y 2019, de lo contrario no habrá capacidad de oferta local de gasoil que pueda atender la demanda del fluido.

En el año 2007, la economía tendrá tres eslabones críticos: generación eléctrica, transporte de gas y capacidad de refino. La reposición de reservas en petróleo y gas es una tarea primaria en la política energética, por eso debe incrementarse fuertemente la inversión en exploración. Así mismo, deben estudiarse otras formas de generación de

Figura 4.



---

*Sólo si se toman las inversiones en el upstream de gas y petróleo, el esfuerzo anual medio que denotan los escenarios es de us\$831 millones para el crecimiento de 3%, de us\$1476 millones para el crecimiento de 5%*

---

energía renovables, las llamadas alternativas: eólicas, mareomotriz, solar, biocombustible, hidrógeno. Las formas reales para la atención de la demanda en el período bajo consideración pasan por volver a poner en marcha las inversiones en hidroelectricidad; las principales, las que pueden dar lugar a una oferta nueva e importante, son Garabí (con Brasil) y Corpus (con Brasil y Paraguay). Al respecto debe tenerse en cuenta que Brasil informó a la Secretaría de Energía que Garabí “no está en la pauta brasileña” sino hasta después de 2010, cuando podrían retomarse los estudios. La energía nuclear también vuelve a tomar importancia a la vista de las condiciones del mercado mundial de hidrocarburos fósiles.

El gasoducto del Noroeste, que serviría para traer gas de Bolivia, aún está en proceso de confirmación, tanto por problemas en la financiación –la restricción menor– como por la indefinición del tema combustibles en Bolivia –la restricción mayor–, que lleva a que las empresas no puedan prever sus inversiones para explotación y comercialización efectiva del gas. Las autoridades argentinas anticiparon el reemplazo de esta inversión por otras de magnitud final similar pero basadas en una red de gasoductos locales que partirían de la Cuenca Neuquina y de la Cuenca Austral.

Entonces, la inversión más importante en el corto plazo es la de generación eléctrica y el transporte de gas y refino; en el mediano y largo plazo, lo primordial reside en invertir en exploración de gas y petróleo, en generación eléctrica y agregar la energía renovable en el caso de la basada en gas. ■

---

<sup>1</sup> Se trata de los países que el Banco Mundial califica como *middle income countries* y que en varios informes del propio banco se estudiaron en su comportamiento del mercado energético en función de ese nivel de ingreso.

<sup>2</sup> En la generación térmica, en los años 1998 a 2003, el fuel y el diesel no alcanzaron a cubrir el 3% de la provisión de combustibles; en 2004, a raíz de la importación de fuel, ese porcentaje pudo haber crecido en un punto.

<sup>3</sup> La participación del gas en la matriz energética a nivel mundial en 2002 alcanzó el 25% (World Oil) y en América latina, 19% (TotalEif).

<sup>4</sup> La proyección sigue la estimación de CERA (Cambridge Energy Research Association, Estados Unidos).

<sup>5</sup> Datos de la Secretaría de Energía.