



Sector energético: situación actual y perspectivas

Por Federico Sturzenegger y Sebastián Scheimberg

El desempeño económico del sector energético desde la desregulación y privatización de empresas ha sido notable. La producción de gas y petróleo ha crecido un 50% con respecto a la de 1991 y la generación eléctrica un 30%. En este sentido, a partir de esta nueva realidad, ¿cuáles son las perspectivas que tiene el sector energético en los próximos años? El siguiente trabajo describe, precisamente, la situación actual y las perspectivas del sector energético en el próximo quinquenio, destacando las fortalezas y debilidades que enfrentaría el sector, de acuerdo con las proyecciones realizadas.

Federico Sturzenegger es economista, graduado en la Universidad Nacional de La Plata y doctorado en economía en el MIT. Ha desarrollado una notable carrera académica enseñando en UCLA y publicando en los principales journals internacionales. También ha sido consultor del Banco Mundial. Actualmente enseña en la Universidad de La Plata y en UdeSA. Ocupa el cargo de Economista Jefe de YPF S.A. desde comienzos de 1995.

Sebastián Scheimberg es economista, graduado en la Universidad de Buenos Aires. Ha obtenido una maestría en economía en la Universidad de Londres (QMC) y desarrollado la actividad académica en la UBA y la UADE. Actualmente es asistente del Economista Jefe de YPF S.A., habiendo ingresado en la empresa a fines de 1994.

El desempeño económico del sector energético desde la desregulación y privatización de activos del Estado ha sido notable. La producción de gas y petróleo se ubica actualmente un 50% por encima de la de 1991 mientras que la generación eléctrica es un 30% superior. Los precios domésticos de los combustibles se han alineado con las paridades de importación, al tiempo que la mayor competencia interna continúa generando presiones bajistas en el precio de la electricidad (en el mercado mayorista) y el gas natural (para grandes usuarios).

A la luz de esta evidencia cabría preguntarse acerca de la sostenibilidad del desarrollo de este sector, así como de las oportunidades de inversión en el marco de un mercado regional que tiende a la integración energética.

A diferencia de nuestros vecinos, la dotación de recursos energéticos en nuestro país está fuertemente sesgada hacia la participación del gas en el consumo energético primario (46%). Entre nuestros vecinos tenemos que en Chile, la participación del gas es inferior al

10% del consumo energético, mientras que en Brasil no alcanza al 4%.

Considerando sólo el sector de hidrocarburos (80% de la energía primaria), la facturación total en 1996 alcanzó los \$20 mil millones, es decir el 6,5% del PBI. En cuanto a la inversión, los datos estimados para el mismo año indicarían que únicamente el segmento upstream del negocio superaría los 3000 millones de pesos (aproximadamente 5% de la inversión bruta interna). En cuanto al rubro Electricidad, gas y agua de la clasificación del INDEC, sus importaciones de bienes de capital, que engrosan el monto de inversión interna, totalizó los 385 millones (7% del total).

En los pocos años transcurridos desde la privatización del sector, Argentina se ha convertido en un exportador de petróleo crudo (40% de la producción nacional), que junto a las exportaciones de gas y derivados totaliza actualmente el 13% del valor de las exportaciones nacionales. En 1996 el volumen de crudo exportado aumentó un 13% respecto a 1995 (alcanzando los 18,8 millones

de m³) mientras que su valor lo hizo en más del 40%, totalizando unos \$2,3 mil millones. Este resultado estuvo influenciado por el favorable precio internacional alcanzado por el petróleo crudo, y los menores márgenes de descuento de los crudos nacionales respecto al petróleo del Golfo (WTI).

En cuanto a los productos derivados el saldo comercial es ligeramente positivo, a pesar de que Argentina ha sido importador neto de gasoil en los últimos dos años. Este hecho, sin embargo, no es independiente de la decisión de procesamiento de crudo de las refinarias locales que actualmente operan con capacidad no utilizada. El resultado comercial futuro, como veremos, estará sujeto a la rentabilidad obtenida de los distintos niveles de refinación.

En el caso del gas, recién a finales de 1996 se iniciaron las exportaciones desde Tierra del Fuego a la planta de metanol instalada en Chile. Sumado a otros proyectos en avanzado grado de desarrollo (que incluyen los líquidos separados del gas proveniente de Neuquén) en el año 2002 se estarían exportando unos 21 MM de m³ diarios. Estos pronósticos están en línea con los proyectos de incorporación de reservas de las empresas y la adecuación del horizonte de producción actual (18 años) a niveles más rentables (del orden de los 15 años).

PERSPECTIVAS

Pronosticar la evolución del sector es una tarea sumamente difícil. En primer lugar hay que arriesgar una hipótesis acerca de variables internacionales (WTI, actividad mundial, tasa de interés internacional, etc.) de difícil predicción. Seguidamente hace falta elaborar un escenario local de un núcleo de variables independientes o exógenas (riesgo país, tipo de cambio, márgenes comerciales, gastos de importación, política impositiva, política fiscal, etc.) para estimar un modelo lo más reducido posible que refleje tanto el comportamiento macroeconómico nacional, como las decisiones de productores, refinadores, consumidores y demás participantes de la cadena energética.

Finalmente, al conjunto de hipótesis

se le agrega la restricción de que los consumidores se comporten de acuerdo con los parámetros estimados y que los productores y comercializadores optimicen costos y utilidad en cada tramo del negocio. De este modo llegamos a la conclusión de que nuestras perspectivas constituyen un marco de referencia de las posibilidades potenciales que tiene el sector en los próximos seis años.

1) Supuestos y resultados generales

Como supuestos principales hemos considerado: 1) precio del WTI constante (inferior al de 1996) y por consiguiente, precios de derivados internacionales también constantes; 2) economía mundial en crecimiento; 3) participación creciente del Mercosur en el comercio argentino con Brasil liderando el crecimiento económico regional; 4) mantenimiento de la convertibilidad a nivel doméstico y consecuentemente, caída paulatina del riesgo país.

Dado el conjunto de supuestos generales y considerando una inflación menor a la internacional (lo cual mejora la competitividad local) en el corto plazo, una menor alícuota impositiva (con el ITC constante en términos reales), y una expansión del crédito interno (asociada también con la caída del riesgo doméstico) hemos estimado un escenario de crecimiento económico promedio por encima del 5% anual.

Este crecimiento estaría fuertemente motorizado por el incremento del comercio, producto de la mayor integración de Argentina a los mercados internacionales. Tanto las exportaciones como las importaciones estarían aumentando a una tasa del 8% anual (aunque seguramente se amplíe ligeramente la brecha comercial), similar al crecimiento de la inversión (7,7%) y siendo el consumo la variable que crezca a un menor nivel respecto de los agregados económicos. A nivel sectorial, sin duda es en el sector de la minería donde la expansión será más acentuada.

2) Precios

Así como en el caso del crudo la Argentina mantiene una posición de exportador neto y por tanto las refinadoras

utilizan el *export parity* como valor de referencia, en el mercado de derivados suponemos que quienes comercializan estos productos enfrentan la alternativa de importarlos. Asimismo consideramos que existe un margen comercial promedio que ubica a los derivados locales por encima del *import parity*, lo que refleja el valor de marca de las empresas establecidas. El aumento de la competencia iría reduciendo estos márgenes en el futuro. El precio que pagan los consumidores incluye los impuestos (que suponemos descenderán levemente).

Para el gas natural se fijó como hipótesis que el precio en boca de pozo se obtendría del cálculo *netback* del precio pagado por los grandes usuarios que pueden sustituir gas por otros derivados pesados del petróleo. De este modo el gas en cabecera debería evolucionar *paripasu* con el precio del petróleo (o el derivado utilizado en la sustitución, que de hecho guarda un grado de proporcionalidad con el precio del crudo). Amén de esta metodología, se han diferenciado los precios por cuenca de acuerdo a la abundancia relativa a la capacidad de transporte disponible en cada caso. Asimismo, se supuso que los descuentos que actualmente reciben las usinas de las compañías distribuidoras se irían morigerando hacia el futuro. Como hoy día el precio del gas se ubica considerablemente por debajo del combustible alternativo, para una estructura impositiva constante, los consumidores finales enfrentarán precios levemente en alza hacia el futuro.

En cuanto a los precios eléctricos hemos utilizado un modelo de despacho que, teniendo en cuenta los numerosos proyectos de generación en cartera, pronostica una caída secular en los precios del mercado mayorista, que en el caso de la región metropolitana recién se reflejaría en los precios al consumidor una vez finalizado el contrato que firmaron las generadoras Central Puerto y Central Costanera con las distribuidoras de electricidad Edenor y Edesur, en el año 2000.

3) Demandas

Tanto la demanda eléctrica como la de gas y derivados, han sido estimadas

	E. Eléctrica		Gas Natural		Derivados	
	Residencial	Industrial	Residencial	Industrial	Motonaftas	Gasoil
Precio C.P.	0.10	0.02	0.10	0.29	0.18	0.07
Precio L.P.	0.25	0.06	0.22	0.50	1.33	0.21
Ingreso C.P.	0.36	0.34	0.25	0.48	0.53	0.53
Ingreso L.P.	0.93	0.81	0.59	0.96	0.49	1.76

con técnicas econométricas en base anual para el período 1970-1996. Sin embargo, cabe advertir que por la extensión y heterogeneidad del período muestral, muchas veces se ha trabajado con menor cantidad de información de modo de ajustar las ecuaciones a la estructura actual. En todos los casos se han utilizado estructuras dinámicas para cada ecuación, permitiendo así separar los efectos de corto y largo plazo.

Tanto en el caso del gas como en el de la electricidad se han estimado en forma separada los distintos tipos de consumo. Para el sector residencial se han computado ecuaciones de consumo *per cápita* por un lado y de penetración por el otro, llegando así a un consumo residencial total como producto de ambas variables. En el caso del gas el número de usuarios encuentra un umbral que varía geográficamente, desde una tasa del 42% de la población en la región del Noroeste hasta tasas superiores al 80% en las áreas Metropolitana, Pampeana y Sur.

La demanda eléctrica crece al 4,8% en promedio, siendo mayor el incremento en el sector industrial. Algo similar ocurre con la demanda de gas que en promedio crece al 3% anual, mientras que el consumo industrial lo hace casi al 5%. Por otra parte, mientras la demanda eléctrica mantiene su estructura actual de consumo (42% industria, 32% residencial y 26% terciario), la demanda de gas cambia ligeramente la participación en favor del sector industrial, en detrimento de la generación térmica (actualmente es 35% usinas, 32% industrial y 24% residencial).

En lo que respecta a la demanda de derivados, tenemos que el consumo de nafta resulta explicado por la estimación de consumo por vehículo por un

lado, y el crecimiento del parque automotriz por el otro. Mientras la primera ecuación muestra una clara tendencia negativa, la segunda resulta relativamente creciente, generando un efecto neto positivo, pero con fuerte sustitución entre nafta super y normal, en favor de la primera. En términos anuales el crecimiento promedio esperado es del orden del 2%. Para el gasoil en cambio, la variable que explica principalmente su evolución es el PBI del sector Agrícola y el del sector Transporte. En este caso el crecimiento esperado es del orden del 5%.

De este modo llegaríamos a que el consumo relativo de gasoil a nafta pasaría de 1,7 en 1996 a 2,0 en el año 2002¹.

En el cuadro superior adjuntamos las elasticidades precio e ingreso de demanda de corto y largo plazo para la electricidad, el gas y los derivados que se obtuvieron sobre la base de la estimación anual para el período 1970-1994. En algunos casos estos resultados se obtuvieron por simulación de distintos escenarios².

4) Oferta

La oferta de petróleo y gas natural surge de la optimización de un programa de producción que incorpora todos los costos de producción y maximiza una función de beneficio intertemporal. El modelo tiene una serie de restricciones como el horizonte mínimo de reservas requerido, e introduce costos de ajuste que evita la fuerte aceleración de inversiones de exploración y producción. De este modo se obtiene un crecimiento sostenido del 3% en petróleo y 6% en gas, satisfaciendo en ambos casos los requerimientos de la demanda. La producción de crudo se estabilizaría en el año 2001 en los 950 mil barriles diarios.

Respecto a la exportación de gas, cotejando los proyectos de integración regional con la demanda interna, llegaríamos a exportar en el 2002 un 25% del total disponible. Dados los supuestos de precios, estaríamos hablando de unos \$450 millones (en valores de hoy).

En el caso de la generación eléctrica la incorporación de potencia (incluido el aumento de la cota de Yaciretá a 83 metros en el año 2000) es exógena. De acuerdo a los proyectos en cartera ésta crecería a una tasa acumulativa superior al 7% anual, llevando los 15.250 MW actuales a 23.300 MW en el 2002. Teniendo en cuenta que la demanda interna crece al 4,8% queda claro el porqué de la proyección bajista de precios³.

Nuestra proyección eléctrica incorpora el supuesto de interconexión con Brasil con una exportación de 1000 MW de potencia a partir del 2000. Esta operación permitiría exportar electricidad para satisfacer la demanda pico de Brasil, pero no tiene en cuenta la posibilidad que en la base Brasil exporte electricidad a la Argentina, acentuando aún mas la caída en los precios domésticos.

A pesar del exceso de parque las incorporaciones de potencia son factibles porque introducen nuevas tecnologías que las hacen competitivas operando aun con márgenes muy bajos. Muchas empresas han buscado integrar los negocios del gas y la electricidad ya que esto permite maximizar la renta conjunta de ambos negocios pues menores márgenes en el segmento eléctrico pueden compensarse con volúmenes incrementales de venta de gas. Claro que si esta tendencia se generaliza eventualmente la presión competitiva se trasladará a los mismos precios del gas.

5) Refinación y estrategia comercial

Durante 1996 el parque refinador local operó al 69% de su capacidad, siendo el crudo procesado de 27,6 MM m3. Dado el crecimiento esperado de la demanda, creemos que en el corto plazo se estaría operando al 100% de capacidad.

¹ En ejercicios de simulación en donde hemos eliminado la distorsión de precios relativos producidos por la estructura vigente, llegamos a que esta relación se modificaría de 2,5 a 2,1 en el año 2010.

² Actualmente estamos probando un modelo con un período muestral menor (desde 1990) con frecuencia trimestral. Los primeros resultados arrojarían elasticidad precio superior al doble para los derivados.

³ En 1996 el pico de demanda fue de 11.000 MW para una potencia de 15.250 MW.

Sin embargo, el mayor problema que enfrentaría el negocio de refinación sería, como mencionamos anteriormente, la excesiva demanda relativa de gasoil respecto de la nafta (cercano al doble para fines de siglo) que obliga al sector refinador, dada su estructura actual, a exportar excedentes de nafta refinada a precios menores. Sin duda este desbalance en el consumo estaría influenciado por los precios relativos, que a su vez reflejan una estructura impositiva altamente favorable al consumo del gasoil. El sesgo "gasolero", donde existen márgenes comerciales menores, al generar un excedente de nafta exportable, afecta negativamente la rentabilidad del sector, limitando las expansiones rentables de ca-

pacidad de refinación. En nuestro escenario ésta se incrementa hasta el 2002 casi un 8%, pese a que la demanda crece un 27%.

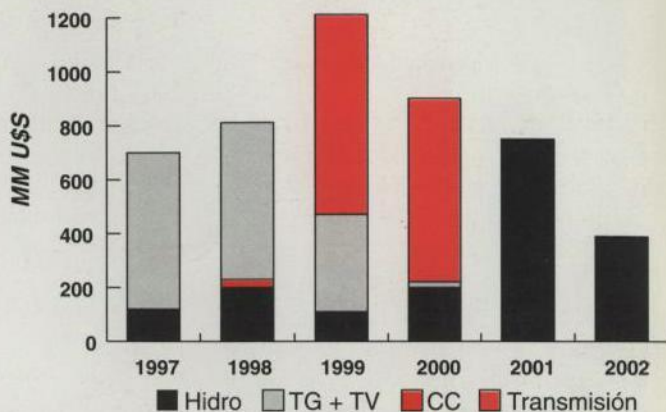
Así pues nuestro escenario para el año 2002 presenta un sector en el que se estaría exportando petróleo crudo por un valor cercano a los 2400 millones de hoy (esto es un volumen de aproximadamente 21 millones de m³, 14% mayor que el nivel actual pero con un menor valor unitario), manteniendo de este modo una exportación del orden del 40% de la producción. Respecto a los derivados, aunque se decida maximizar la producción de gasoil, como las expansiones de capacidad son pequeñas, habrá que importarlo hacia fines del período proyectado.

Si bien el saldo comercial en el sector de los productos refinados seguirá siendo positivo por varios años, según nuestras proyecciones de largo plazo esta tendencia se revertiría en el más largo plazo (hacia el 2004). Bajo las condiciones actuales, nuestro país será exportador neto de crudo e importador de derivados.

6) Instalación de capacidad

Respecto a la inversión esperada consideramos que para mantener una oferta de líquidos en línea con los resultados proyectados, será necesario invertir unos 2800 millones de pesos anuales (tomando cifras promedio) en el upstream del negocio. En el caso del downstream, como señalamos, las oportunidades de negocio serían menores. En el negocio de refinación es-

Inversiones en el sector eléctrico

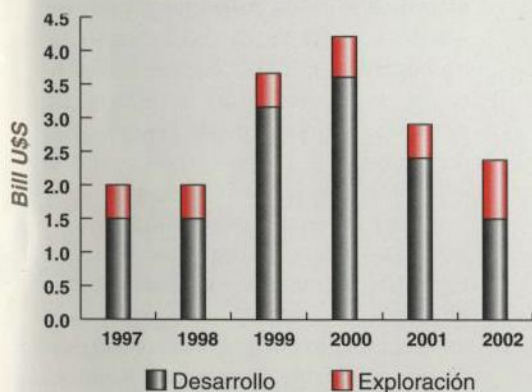


tarían orientadas al mejoramiento de la calidad de la nafta. A nivel comercial se continuará focalizando los proyectos en la optimización de la logística y la calidad del servicio.

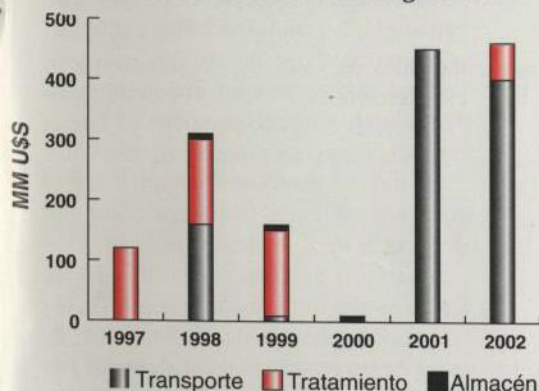
En cuanto a la infraestructura de transporte de gas para estimar las ampliaciones de capacidad hemos utilizado un modelo de despacho que simula la red de gasoductos troncales tal cual existe en el presente y lo hemos alimentado con la salida del modelo de demanda de gas regional. Dado el costo de las ampliaciones, nuestras proyecciones consideran que recién en el año 2002 se necesitará aumentar la capacidad de transporte desde el sur del país, ya que la cuenca noroeste y neuquina estarán incrementalmente dedicadas a los proyectos de exportación. Sumado a los proyectos de almacenamiento de gas estimamos que, en valores de hoy, se invertirán hasta el año 2002 unos \$1500 millones.

En electricidad estimamos que hasta el año 2002 se desembolsarán unos 4800 millones que financiarán un 37% los proyectos hidroeléctricos (de allí que, suponiendo que se normaliza el régimen hídrico, vemos un aumento en la participación de la hidro en las fuentes primarias de energía), un 32% los Ciclos Combinados de generación, un 28% la instalación de líneas de transmisión (principalmente desde el Comahue) siendo el resto destinado a ciclos turbogas o turbovapor.⁴

Inversión hidrocarburos



Inversión infraestructura gasífera



⁴ En 1996 la generación eléctrica por centrales de servicio público alcanzó los 66040 GWh. Dicha oferta fue satisfecha en un 50% por el parque térmico, 43% por el parque hidroeléctrico y el resto por el nuclear. Según nuestras estimaciones la demanda eléctrica crecerá a una tasa promedio del 5%, con lo que en el año 2002 la generación alcanzará los 98.600 GWh.

7) El ingreso

En lo que respecta al reparto de la facturación del sector hidrocarburos, excluyendo los impuestos a las ganancias, tenemos que el Estado (nación y provin-

cias) participa actualmente en una proporción similar a la apropiada para los productores, 32%. Sin embargo, con precios finales en baja e impuestos relativamente estables (o ligeramente infe-

riores) se generaría un aumento de la participación relativa del Estado en detrimento de los refinadores.

8) Comentarios finales

El escenario utilizado, basado fundamentalmente en que las condiciones actuales permanecen estables, nos muestra un crecimiento sostenido de la economía a una tasa del 5%, mientras la demanda de energía interna lo hace al 3,6%, pasando de 55.225 a 68.354 teps.

En términos agregados, el gas natural gana marginalmente participación relativa en la demanda energética primaria a expensas del consumo nuclear y la biomasa, también lo hace la hidroelectricidad, aunque esto en parte se debe a que 1996 fue un año seco. En cuanto a los usos de la energía hay un fuerte repunte de los no energéticos (lubricantes, asfaltos y gases líquidos) y en menor medida el transporte, en detrimento principalmente del consumo residencial.

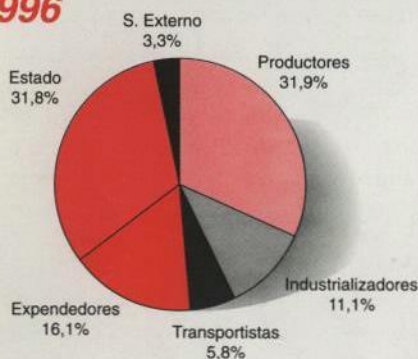
El negocio del petróleo crudo sigue brindando buenas oportunidades de crecimiento, independientemente de la integración regional. En el caso del gas, en cambio, el negocio está focalizado en la concreción de proyectos de exportación. Asimismo, la integración con el negocio eléctrico podría afectar los precios del gas al trasladar a este sector la fuerte competencia eléctrica.

En el caso del parque refinador existe claramente un cuello de botella que difícilmente pueda revertirse mientras prevalezca una estructura impositiva que distorsione los precios relativos de los combustibles como sucede actualmente.

Si bien el estado encuentra ventajas en la imposición al sector, la distorsión del precio de los combustibles podrían generar una sustitución masiva hacia aquellos menos gravados (gasoil). De este modo, además de afectar los intereses de las empresas refinadoras se podría llegar a erosionar la propia recaudación. En este caso habría un interés coincidente entre Estado, refinadoras y consumidores (al menos gran parte de ellos) por corregir la distorsión.

Participación en el ingreso bruto de hidrocarburos

1996

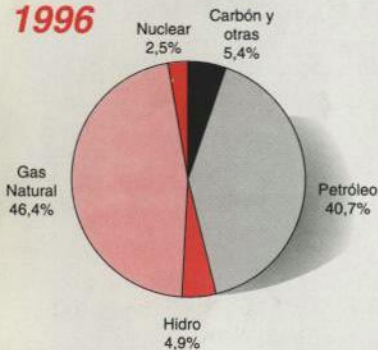


2002

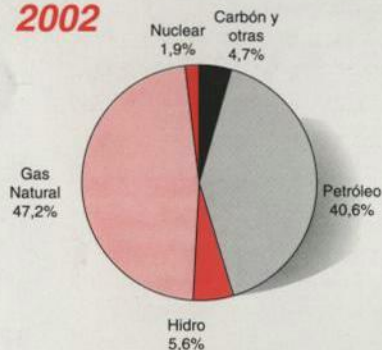


Participación de las fuentes de energía primaria

1996

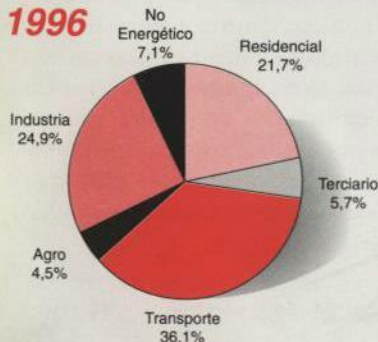


2002



Participación de la demanda de energía

1996



2002

