

Demanda de energía y requisito de inversión

Para los próximos cinco años, las proyecciones macroeconómicas del estudio realizado por Orlando J. Ferreres & Asociados contemplan dos escenarios, ambos positivos para la Argentina. La diferencia entre ambos radica en los supuestos respecto de la capacidad del gobierno de restablecer la confianza de los inversores, destruida con el fin de la convertibilidad. Según el informe, en la industria petrolera –dado que se requiere no reducir la relación reservas/producción actuales– las decisiones de inversión se deben tomar en forma inmediata. El tiempo de maduración de dichas inversiones hace que las decisiones deban tomarse en el corto plazo para no comprometer el suministro energético futuro, en un contexto de renegociación de contratos, tarifas congeladas y obligaciones financieras en moneda extranjera.

Luego de cuatro años de recesión, la economía argentina retomó el crecimiento a mediados de 2002. Si bien la salida desordenada de la convertibilidad generó numerosos inconvenientes por la destrucción de las reglas de juego de la economía, el cambio de precios relativos que tuvo lugar constituyó un fuerte impulso para diversos sectores productivos. Inicialmente la recuperación se observó en sectores que pudieron sustituir importaciones (industria manufacturera) y en los que exportan (agro), pero en la actualidad la reactivación se encuentra más difundida entre todos los sectores productivos.

Un elemento clave que posibilitó esa recuperación fue la disponibilidad de un importante nivel de capacidad productiva sin utilizar, que permitió satisfacer la expansión de la demanda por producción local sin que se presentaran restricciones de oferta. En particular fue determinante esa disponibilidad en el sector energético, dado que cualquier incremento de la actividad económica requiere un aumento simultáneo del consumo de alguna forma de energía. Sin embargo, no puede contarse con que indefinidamente vaya a haber capacidad ociosa para satisfacer ulteriores expansiones de demanda, especialmente si se tiene en cuenta que la ruptura de reglas que generó la salida de la convertibilidad desincentivó la inversión a punto tal que actualmente la misma no alcanza siquiera a reponer la depreciación del stock de capital.

Dos escenarios, dos realidades

Para los próximos cinco años las proyecciones macroeconómicas de OJF contemplan dos escenarios, ambos positivos para la Argentina. La diferencia entre ambos radica en los supuestos respecto de la capacidad del gobierno de restablecer la confianza de los inversores, destruida con el fin de la convertibilidad. En el escenario base se asume que el gobierno no hace cambios drásticos en este sentido sino que continúa con un enfoque gradual como el mostrado actualmente, con recelo respecto de las empresas grandes y especialmente las extranjeras. En el escenario optimista se supone un comportamiento muy dinámico y pragmático que contribuye a un rápido restablecimiento de esa confianza.

En términos de los resultados económicos de estas proyecciones ambos escenarios presentan perspectivas de crecimiento económico para la Argentina, obviamente mayores en el escenario optimista. Un factor clave para la concreción de esas proyecciones es la disponibilidad de energía suficiente para sustentar ese crecimiento y, relacionado con esto, está el doble objetivo de este trabajo:

- 1) Establecer, en base a esas proyecciones macroeconómicas, cuáles son los requerimientos energéticos asociados a las mismas.
- 2) Comparar esos requerimientos con la capacidad de generación de energía actual de la Argentina para determinar hasta qué punto puede esa capacidad satisfacer la demanda y, pasado el mismo, qué inversiones serían necesarias para satisfacerlos y cuándo deberían tomarse las decisiones de inversión.

Para establecer los requerimientos energéticos asociados al crecimiento económico proyectado se tomaron como fuente

de información primaria los balances energéticos de la Secretaría de Energía desde 1970 hasta la actualidad. La principal ventaja de los balances es que relevan el uso y la transformación de todas las posibles fuentes de energía y que para hacer los datos comparables expresan todo en una unidad de medida común, toneladas equivalentes de Petróleo (TEP).

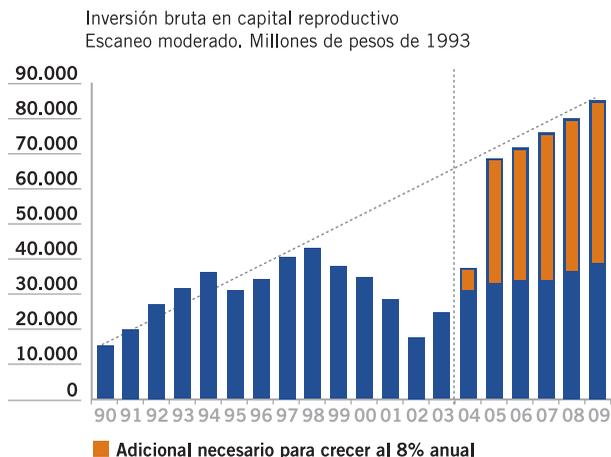
Los balances permitieron obtener una serie histórica del consumo final doméstico de todas las formas de energía, tanto primaria (la que se consume como está en la naturaleza) como secundaria (la que sufre distintas transformaciones antes de ser consumida). A los efectos del análisis, estas formas de energía final fueron agrupadas en: energía eléctrica, gas, hidrocarburos, otras formas de energía secundaria y energía primaria final.

Sin embargo, el consumo final doméstico es sólo una de las posibles fuentes de demanda de energía. Otras fuentes son el consumo final en el extranjero (exportaciones) y el consumo intermedio para generar otras formas de energía, tal es el caso del consumo de gas y combustibles líquidos por parte de las centrales eléctricas. Por lo tanto, también se hace necesario obtener estimaciones de estas otras fuentes de demanda.

Una vez obtenidas las proyecciones del consumo final doméstico y extranjero y del consumo intermedio, su suma da el requerimiento mínimo de producción de cada forma de energía. En esta instancia el análisis se centra en la energía eléctrica, el gas y el petróleo, que son las principales fuentes de energía. Las restantes son poco significativas y se las agrupa como "otros", siendo relevante en este caso sólo el consumo final doméstico.

A los efectos de hacer más familiares a los valores de los requerimientos así estimados se realiza un cambio de unidades: de TEP a las representativas de cada tipo de energía. En el caso de la energía eléctrica las unidades de referencia son "gigawatt-hora" (GWH) y en el caso del gas y el petróleo, "metros cúbicos" (m³). Para el resto de las formas de energía se mantienen las TEP de modo de poder tratarlas como un todo.

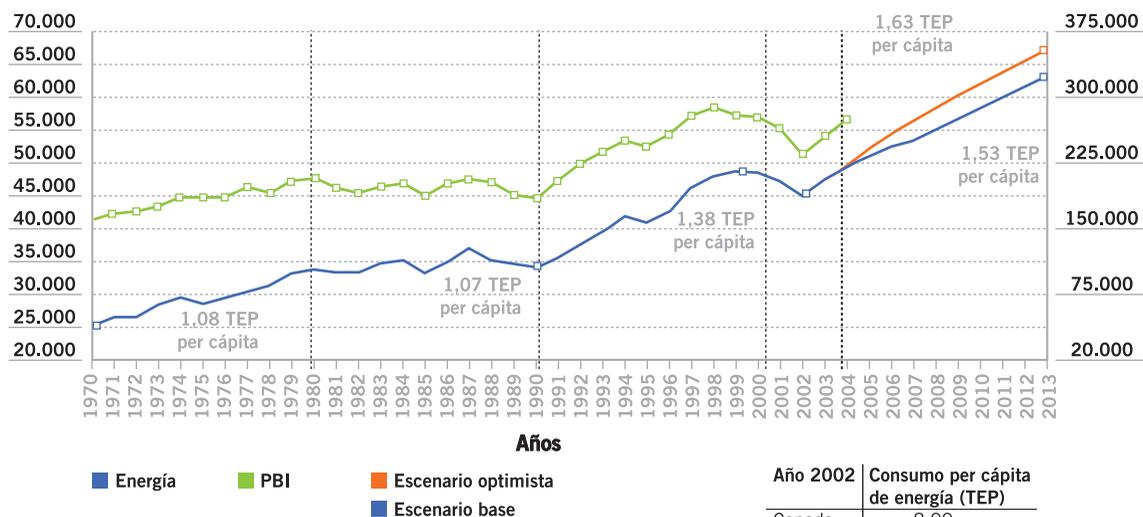
Finalmente, los requerimientos de inversión fueron estimados para satisfacer la proyección de la demanda de energía. Partiendo de la capacidad instalada se evaluó la



Inversión para crecer al 8% anual.

Fuente: OJF & Asociados

Consumo doméstico total¹ de energía (miles de TEP) y PBI (millones de pesos de 1993)



¹ Incluye consumo final y propio de energía primaria y secundaria.

Demanda de energía proyectada.

Fuente: OJF & Asociados

Año 2002	Consumo per cápita de energía (TEP)
Canada	8,99
EE.UU.	7,79
R. Unido	3,68
España	3,34
Italia	3,00
Chile	1,49
México	1,27
Brasil	1,01

necesidad de incorporación de módulos de potencia (para energía eléctrica) y el mantenimiento de un horizonte razonable de reservas (para gas y petróleo) a través de un modelo de simulación que relaciona la capacidad instalada o disponibilidad de reservas, según sea el caso, con los requerimientos mínimos de producción en los escenarios macroeconómicos antes descritos. Estos cálculos no incluyen las inversiones en distribución de energía eléctrica y gas ni en distribución minorista de hidrocarburos.

Proyección de consumo final doméstico de energía

Tomando la información histórica de consumo final doméstico de los balances (consumo final + consumo propio) se procedió a estimar económicamente ecuaciones que permitieran relacionar la evolución temporal del consumo de energía con la de la actividad económica de la Argentina, medida por el producto bruto interno (PBI) a precios de 1993. Se realizaron ecuaciones para la demanda total de energía, la demanda de energía eléctrica, gas e hidrocarburos y otras formas de energía secundaria, obteniéndose los valores para la energía primaria utilizada en forma directa, por diferencia entre el total y la suma de las energías secundarias.

En todos los casos las relaciones estimadas fueron satisfactorias en el sentido de que fueron capaces de replicar, con un importante grado de aproximación, la evolución real de las series originales. En términos técnicos esto se ve reflejado en valores del indicador "R²" superiores a 0,90 en todas las ecuaciones estimadas, lo que implica que el comportamiento de las variables utilizadas en esas ecuaciones logra explicar más de un 90% del comportamiento de las series de consumo final doméstico de los balances.

Proyección de exportaciones de energía

En energía eléctrica no se asumieron exportaciones a los efectos de la proyección, ya que en la Argentina las exportaciones de esta forma de energía están dirigidas principalmente a Brasil y no tienen un patrón sistemático de comportamiento sino que están determinadas por la abundancia o escasez de agua en Brasil.

Para el caso del gas se mantuvo constante el nivel de exportaciones de 2003, de modo de reflejar que hay un mínimo de exportaciones que se debe realizar por contratos ya firmados, con Chile principalmente.

En el petróleo se siguió un enfoque similar y se mantuvo constante el nivel de exportaciones de 2002, aunque en este caso se sabe que las exportaciones pueden ser la variable de ajuste ante una escasez en el mercado doméstico dado que lo que se exporta son esencialmente los excedentes de producción respecto de la demanda local, con el consiguiente impacto sobre el balance comercial.

Proyección de consumo intermedio de energía

Aquí los rubros más importantes son el consumo de gas y combustibles líquidos por parte de las centrales eléctricas. En ambos casos, ese consumo intermedio se proyectó en relación con el consumo final doméstico de energía eléctrica, asumiendo que un determinado consumo final requiere cierta demanda de gas y combustibles líquidos como insumos que dependen de condiciones externas (hidraulicidad) e internas (eficiencia de transformación). Las relaciones utilizadas son un promedio histórico en el caso del consumo de gas (hidraulicidad promedio de la

	Inversión real	Decisiones de inversión			
		Escenario			
		Base		Optimista	
Sector energético	'90	2004/2007	2008/2011	2004/2007	2008/2011
Energía eléctrica	5940	1797	2227	2157	2587
Generación	5940	1010	1440	1370	1800
Transporte		787	787	787	787
Oil & Gas	17.210	8919	10181	10.451	11.992
Exploración y prod.	15.020	8019	9633	9228	11.249
Transporte	2190	900	548	1222	742
Total inversiones en nuevos activos	23.150	10.716	12.408	12.607	14.578
Total inversiones en nuevos activos/año	2315	2679	3102	3152	3645
Total inversión en mantenimiento/año	n/d	1035	1151	1062	1223

Requerimientos de inversión. Proyecciones.

Fuente: OJF & Asociados

década del '90) y la proporción del año 2001 en el caso de los combustibles líquidos (igual eficiencia de transformación del parque promedio).

En lo que hace a la energía eléctrica se hizo necesario estimar un ítem adicional, semejante a una forma de consumo intermedio, que son las pérdidas. Las mismas también se estimaron como porcentaje del consumo final doméstico de energía eléctrica, concretamente 17%, que es la proporción histórica de las pérdidas respecto del consumo final.

Inversiones en nuevos activos. Supuestos utilizados

Los supuestos utilizados para cada sector fueron los siguientes:

Energía eléctrica

Para generación de energía eléctrica se supone que se incorpora al sistema el incremento de la cota de Yacyretá en el año 2007. Esto implica un aumento en la capacidad de generación de 8000 GWh/año y una inversión de us\$650M. En el caso de que esta inversión no se llevara a cabo, debería remplazarse por generación térmica.

El resto de la demanda se cubre con la incorporación de centrales de ciclo combinado de 800MW con un costo aproximado de us\$360M cada una. Es importante destacar que el tiempo estimado de la maduración de la inversión es de cuatro años.

Las inversiones en transporte se estimaron en base al Plan Federal de Transporte y Planes Provinciales. Se trabajó bajo el supuesto de que, para el período 2008-2011, se invertirá un monto equivalente al período 2004-2007.

Gas

La relación reservas/producción de gas era en el 2002 de, aproximadamente, dieciocho años.

Para estimar la inversión necesaria en el período bajo análisis se partió del supuesto de que el horizonte de reservas de gas no debería bajar de doce años. El tiempo de maduración mínimo de la inversión considerado es de tres años. Para transporte de gas se estimó un aumento de la capacidad proporcional a los requerimientos de la demanda.

Petróleo

La relación reservas/producción de petróleo se encuentra en la actualidad en aproximadamente diez años, considerando el 100% de las reservas probadas.

Partiendo de este horizonte de reservas se estimaron las inversiones necesarias para no bajar de dicho límite por lo que, en este caso, las decisiones de inversión coinciden con el desembolso de fondos.

No se consideraron las inversiones en *downstream* dado que existe capacidad ociosa y, de acuerdo con las proyecciones de demanda, recién se alcanzaría los niveles de 1998 en el 2010.

Inversión en mantenimiento

Energía eléctrica

El capex estimado corresponde a la depreciación del parque de generación actual más las inversiones previstas.

Para las centrales hidráulicas y nucleares se supuso una depreciación del 2%/año y para las térmicas del 5%/año.

Oil & Gas

Para este sector se consideró el capex incluido en los valores de *lifting cost* promedio de la industria.

El cuadro siguiente resume las decisiones de inversión necesarias en el período 2004-2011 para los escenarios base y optimista:

Es importante destacar que, para cada tipo de energía,

Escenario más probable

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PBI nominal, Bn us\$	267,0	98,8	127,2	145,1	154,0	161,9	169,8	197,7	187,4
Población - var. % real	-4,4	-10,9	8,8	7,1	3,9	3,0	1,8	3,7	3,4
Población, millones	36,3	36,6	37,0	37,4	37,8	38,2	38,6	39,1	39,5
PBI per cápita, us\$/habitante	7364	2695	3436	3877	4071	4236	4394	4603	4747
Tasa de desempleo, % pea	17,3	24,3	22,4	19,1	17,7	17,1	17,5	16,2	15,3
Salario real (dic./dic.)	1,1	-21,9	7,8	4,0	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,5
IPC, var. % dic./dic.	-1,5	41,0	3,7	6,8	8,6	11,4	13,2	9,4	10,4
IPC en dólares, dic. 2001 = 100	100,0	40,3	49,3	51,4	53,1	56,0	58,2	62,1	66,0
IPIM, var. % dic./dic.	-5,3	118,0	2,0	8,8	9,0	9,1	10,3	6,3	6,3
IPIM en dólares, dic. 2001 = 100	100,0	62,3	75,0	79,6	82,6	85,3	86,4	89,6	91,7
T. cambio libre, a dic.	1,00	3,50	2,96	3,04	3,19	3,37	3,67	3,77	3,91
T. cambio real, dic. 01 = 1	1,00	2,48	2,03	1,95	1,88	1,78	1,72	1,61	1,52
Resultado consolidado, % PBI	-1,87	0,80	2,92	6,23	5,47	5,59	4,61	3,93	3,79
Exportaciones, m us\$	26.610	25.711	29.349	34.055	36.057	39.526	42.452	45.388	47.937
Importaciones, m us\$	20.321	8989	13.813	21.594	26.129	29.320	31.859	36.923	41.167
Saldo balanza comercial, m us\$	6289	16.722	15.536	12.460	9929	10.206	10.600	8465	6770
Cuenta corriente, % PBI	-1,4%	9,3%	5,9%	3,1%	3,6%	3,4%	3,4%	2,0%	1,0%

Resumen de proyecciones.

Fuente: OJF & Asociados

se consideró el tiempo de maduración de las inversiones, por lo que estos requerimientos no implican desembolsos reales de fondos sino que representan un calendario cuantificado de decisiones de inversión a ser tomadas por los actores del sector energético.

Se puede observar que el promedio de decisiones de inversión del período bajo análisis se encuentra por encima del promedio histórico de la década del '90.

En energía eléctrica, la decisión de inversión requiere ser tomada de manera urgente, para que se concrete el aumento de cota de Yacyretá en el año 2007. Con esta incorporación la demanda estaría cubierta hasta el año 2009 en el escenario optimista y hasta el 2010 en el escenario base. De allí en adelante se requiere mayor capacidad instalada. Pero como el tiempo de maduración de este tipo de inversiones es de aproximadamente cuatro años, en el 2006 para el escenario optimista o 2007 para el escenario base, se tendrían que estar tomando decisiones de inversión adicionales a Yacyretá.

En gas, el horizonte de doce años de reservas planteado como objetivo se alcanza en el año 2006 en ambos escenarios, es decir que, tomando en cuenta un período de maduración de tres años, las decisiones de inversión en exploración y desarrollo deberían ser tomadas durante el transcurso de este año.

En petróleo, dado que se requiere no reducir la relación reservas/producción actuales, las decisiones de inversión se deben tomar en forma inmediata.

En resumen, el sector energético argentino requerirá de fuertes inversiones tanto para mantener operativo el sistema, como para atender los requerimientos de la demanda creciente.

El tiempo de maduración de dichas inversiones hace que las decisiones deban tomarse en el corto plazo para no

comprometer el suministro energético futuro, en un contexto de renegociación de contratos, tarifas congeladas y obligaciones financieras en moneda extranjera.

Clima de inversión

Finalmente, que esas decisiones se tomen o no y su magnitud depende esencialmente del llamado "clima de inversión", que representa cuán propicio es el marco económico de un país para realizar inversiones. Ese clima puede medirse a través del "Índice de confianza del inversor OJF", que resume el estado de factores tanto cuantitativos (estabilidad cambiaria, crecimiento económico, déficit fiscal, etc.) como cualitativos (estabilidad política, seguridad jurídica, estabilidad de las reglas de juego, etcétera).

Después de la salida desordenada de la convertibilidad este indicador cayó a niveles similares a los de 1989 para luego, en el último año, experimentar una mejora.

Sin embargo, todavía permanece en niveles muy bajos, lo que no favorece que se tomen muchas decisiones de inversión más allá de oportunidades específicas que pudieran generarse. Para los próximos años, y en línea con los dos escenarios macroeconómicos proyectados, consideramos dos evoluciones posibles para la confianza del inversor. En ambos casos se produce una mejora, pero en el caso base la misma va perdiendo impulso dado que se asume un comportamiento ambiguo del gobierno frente a la inversión privada y especialmente extranjera favoreciendo, en cambio, una mayor participación del Estado en la economía. En este contexto, la confianza del inversor apenas llegaría a niveles similares a los de principios de la convertibilidad hacia fines del mandato del gobierno actual (2007). Por el contrario, en el escenario optimista se supone un activo esfuerzo del gobierno por lograr mayores inversiones privadas, de ahí que la confianza del inversor alcance niveles como los de 1996, la salida del llamado "efecto Tequila".