



*Al servicio  
de las personas  
y las naciones*

# Energía y Desarrollo. Los desafíos del Sector Energético Argentino.

---

Roberto Kozulj

UNDP/Arg/BP12-05

Julio 2012

Fundación Bariloche<sup>1</sup> y Universidad Nacional de Río Negro<sup>2</sup>

## INDICE

1.	Introducción	2
2.	El desempeño de las cadenas de petróleo, gas y electricidad: su importancia para la seguridad de suministro	2
3.	Inversiones, políticas de precios y subsidios	12
4.	Evolución de la incidencia fiscal de los subsidios a la energía	16
5.	Los desafíos para lograr un desarrollo sostenible del sector	21

Este es un "Issues Paper" elaborado para el Informe Nacional sobre Desarrollo Humano 2013 del PNUD Argentina. El análisis y las recomendaciones de políticas contenidas en este trabajo no reflejan necesariamente las opiniones del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, de su Junta Ejecutiva o de sus estados miembros.

---

<sup>1</sup> Investigador Titular y miembro del Comité Académico de la Maestría en Política Energética y Ambiental que dicta la Fundación Bariloche y la FAEA de la Universidad Nacional del Comahue.

<sup>2</sup> Actualmente Director de la Escuela de Economía, Administración y Turismo de la Sede Andina de la Universidad Nacional de Río Negro.



*Al servicio  
de las personas  
y las naciones*

## 1. Introducción

El acceso a la energía y la accesibilidad de la misma a precios razonables constituye uno de los objetivos clave para el desarrollo humano. De hecho los vínculos entre el acceso a la energía y la reducción de la pobreza han sido claramente establecidos en diversos documentos<sup>3</sup>.

La Argentina presenta en tal sentido uno de los indicadores más elevados de consumo de energía útil por habitante en el sector residencial, de mayor cantidad de automóviles por habitante a nivel regional, a la vez que indicadores como la intensidad energética en el sector industrial se ubican en valores bajos para países con un grado de industrialización como la Argentina en el contexto de los países de América Latina y el Caribe.<sup>4</sup>

El desarrollo del sector energético argentino ha mostrado también grandes logros a lo largo de su historia, los que se reflejan en un buen desempeño en varios de los indicadores de sustentabilidad definidos por la Cepal, como por ejemplo Autarquía, Robustez, Cobertura eléctrica y Cobertura de Necesidades Energéticas Básicas.

Sin embargo a partir de las reformas iniciadas en los años noventa ciertas dinámicas han conducido a la progresiva pérdida de la autarquía y a una creciente dependencia de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en el total de la matriz de suministro de energía. Esta situación junto a una alta dependencia de inversiones privadas para incrementar la oferta de energía, una demanda creciente de la misma y una compleja situación caracterizada por el contexto de precios internacionales a partir de 2003 a la fecha, por la situación creada respecto a los precios de la energía en el mercado interno tras la devaluación de 2002 y por las estrategias empresariales adoptadas, han generado un complejo cuadro de situación.

El propósito de ese documento es precisamente describir los principales desafíos que ha venido enfrentando el sector energético de la Argentina y comprender los nexos entre las dificultades de dicho sector con aspectos productivos, distributivos, fiscales y de política macroeconómica, no sin antes caracterizar en trazos gruesos las dinámicas históricas que contribuyen a comprender la complejidad del caso.

## 2. El desempeño de las cadenas de petróleo, gas y electricidad: su importancia para la seguridad de suministro.

Una de las características de la matriz energética de Argentina lo constituye el elevado grado de dependencia de los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Se estima que actualmente el petróleo

---

<sup>3</sup> CEPAL,-PNUD-GTZ “Contribución de los Servicios Energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la Mitigación de la Pobreza en América Latina y el Caribe”, Santiago de Chile, Chile, 2009; Naciones Unidas. **La Sostenibilidad del Desarrollo a 20 Años de la Cumbre para la Tierra: Avances, brechas y lineamientos estratégicos para América Latina y el Caribe”**. Documento Preparatorio Rio + 20.

<sup>4</sup> OLADE, “Informe de Estadísticas Energéticas 2011”, Quito, Ecuador, 2012.

representa un 35% de la oferta de energía de fuentes primarias-un porcentaje no muy distinto del que corresponde a los países OECD-mientras que el gas natural constituye un 53% de dicha oferta, muy por encima de la participación del 24.5% en el caso de los países desarrollados. Sin embargo, en el caso de estos últimos más de un 20% reposa en carbón mineral y un 11% en energía nuclear, participación que en Argentina es sólo 1 y 3% respectivamente. Por lo tanto si bien la Argentina no presenta una alta diversificación de su matriz energética, la misma es “limpia” en términos de emisiones de CO<sub>2</sub>, aunque extremadamente vulnerable precisamente por reposar en un 88% en hidrocarburos, un recurso no renovable y cuyo potencial agotamiento plantea muy serios desafíos.

La elevada participación del gas natural en la matriz energética argentina ha sido consecuencia de varios factores cuya secuencia histórica es importante comprender. Por una parte, hacia la década de los ochenta, los resultados de la exploración realizada en aquel entonces por la empresa estatal YPF fueron indicando que las probabilidades de hallar gas natural eran más elevadas que las de hallar petróleo. Así mientras que en 1970 el gas representaba 30% de las reservas comprobadas de hidrocarburos, en 1980 esta cifra fue de 62% y en 1989 -un año antes de las reformas de los noventa- el gas llegó a representar un 68% de dicho total (cuadro 1). Por otra parte las reservas se habían duplicado, lo que dio lugar a una interpretación errónea respecto a la dimensión real de las mismas y su duración en el tiempo frente a las proyecciones de la demanda.

**Cuadro 1.**  
**Reservas comprobadas de petróleo y gas natural al 31 de diciembre de cada año.**

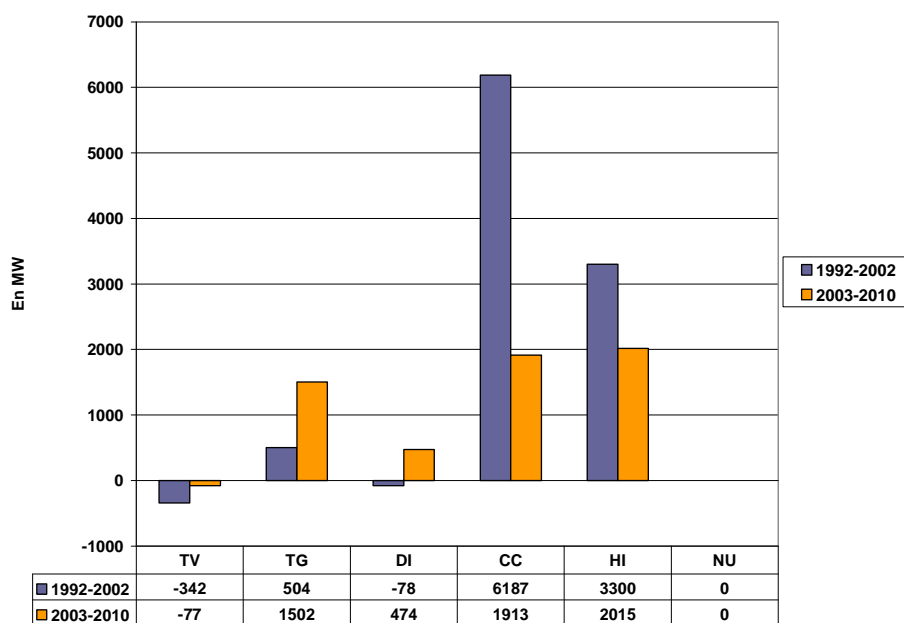
Año	Petróleo MMm3	Gas MMMm3	Total equivalente MMm3	% Gas natural en el total de hidrocarburos
1970	392	171	564	30%
1980	392	641	1033	62%
1989	345	744	1089	68%
2000	473	778	1250	62%
2006	411	446	857	52%
2010	401	359	760	47%

Fuente: IAPG y Secretaría de Energía.

Pero además, las reformas del sector energético argentino implicaron, como es sabido, no sólo el desglose y privatización de los activos de las empresas energéticas estatales, sino fundamentalmente el traspaso de las decisiones de inversión en dicho sector, desde el ámbito público al privado. Las consecuencias de tal decisión se hicieron visibles en un claro desplazamiento de las inversiones hacia las de menor riesgo. Ello significó, por una parte, un sesgo preferencial de inversiones en explotación de reservas ya descubiertas y una exploración insuficiente y limitada a áreas de bajo riesgo y, por otra una ampliación de mercados para la

monetización de estas reservas. Como parte de esta estrategia se tuvieron dos ejes fundamentales: la búsqueda de mercados externos y la ampliación del mercado interno, en particular a través de la instalación de equipos de generación eléctrica de ciclo combinado, que sólo pueden consumir gas natural o, en su defecto, gas oil. Esta modalidad de generación eléctrica tenía la ventaja de requerir un menor costo de capital por Kw instalado de potencia y, además, generar negocios integrados entre el mercado eléctrico y el de gas natural creando en ambos casos posibilidades de un veloz retorno de las inversiones con bajo riesgo. Ciertamente esta estrategia, para ser sostenible, requería de una creciente incorporación de nuevas reservas de gas natural.

**Gráfico 1.**  
**Evolución del incremento de la potencia instalada en el sector de generación de electricidad 1992-2010- En MW por tipo de centrales.**



Fuente: CAMMESA.

TV-Turbo Vapor  
TG-Turbo Gas  
DI-Diesel  
CC-Ciclo Combinado  
HI-Hidroelectricidad  
NU-Nuclear

En el caso Argentino, como en la mayor parte de los países de ALyC, el supuesto se basaba en una abundancia de reservas explotables a bajo costo, lo que hacía rentable extraer el petróleo a valores de mercado internacional ubicados para el crudo en el orden de los 19 u\$s por barril (promedio 1989-2002, con un mínimo de 12,72 u\$s/bl en 1998 y un máximo de 28,50 u\$s/bl en el



*Al servicio  
de las personas  
y las naciones*

año 2000) y un valor para el gas natural que se mantuvo en promedio en 1,21 u\$s por MBTU entre 1990-1998 para el gas importado por los EUA desde Alberta (Canadá) (Datos: BP, *statistical\_review\_of\_world\_energy\_full\_report\_2011*). La actividad exploratoria no fue prioridad de los nuevos agentes más allá de delimitar las áreas ya explotadas y conocidas.

De este modo el gas natural destinado a la generación de electricidad se duplicó entre 1990 y 2000, mientras que el mercado del gas para consumo interno se incrementó sólo en 46% y las exportaciones de gas en el año 2003 representaban más del 20% del mercado total de gas.

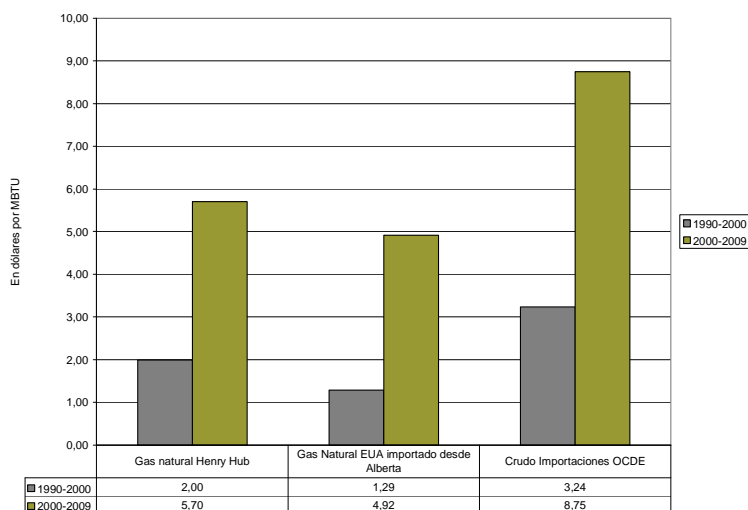
Estos antecedentes sirven para poner en contexto el desempeño del sector energético en el nuevo marco mundial que enfrentó la Argentina a partir de 2002-2003 y que es necesario para comprender la naturaleza de los problemas y conflictos que a la fecha enfrenta dicho sector.

Por una parte, bajo las reglas de juego impuestas tras la privatización, los actores del sector energético mantuvieron expectativas de poder fijar sus precios internos en función de precios de referencia internacionales o costos de oportunidad. Estos precios variaron, como es conocido, tras 2002 a raíz de la reconfiguración espacial del comercio, la producción y el consumo a escala global y como efecto directo del crecimiento asiático vinculado la ingreso de China y otros países a la OMC, lo que a su vez se tradujo en un impresionante incremento de la población urbana a escala mundial con todos los efectos esperables sobre la demanda de materias primas, alimentos y energía (gráfico 2).

Por otra parte, la Argentina devaluó su moneda en 2002 y decretó simultáneamente la pesificación de los precios del gas y el congelamiento en moneda local de las tarifas de gas y electricidad, mientras que para el caso del crudo y derivados fue imponiendo una retención al precio de exportación en tanto estos productos continuaron siendo de libre disponibilidad y, por consiguiente, una retención a las exportaciones actuaba como un mecanismo de fijación de precio techo en el mercado interno.

Como es sabido hacia el año 2004- cuando el escenario de precios internacionales se hizo más sólido y estable- las medidas tomadas por las autoridades de Argentina marcaron el comienzo de una parcial crisis de desabastecimiento de gas, en tanto la oferta de este energético se mantuvo rígida frente a una demanda interna que se perfilaba como creciente dado el impacto que también el nuevo escenario internacional iba teniendo sobre el desempeño de la economía nacional.

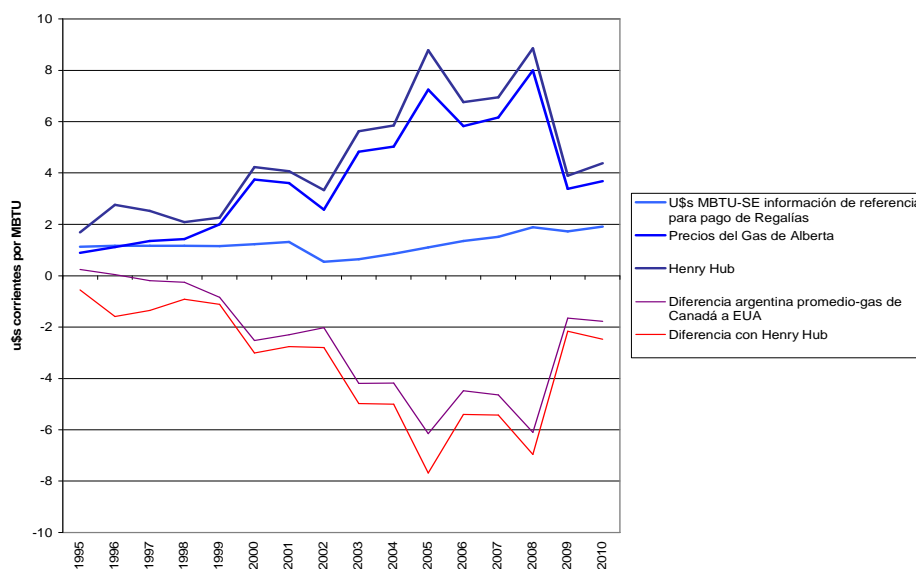
**Gráfico 2.**  
**Precios medios del gas natural y el crudo en los mercados de los países desarrollados. En u\$s por MBTU**



Fuente: BP, Statistical\_review\_of\_world\_energy\_full\_report\_2011.xls.

Por consiguiente la cuestión de mejorar las señales de precios fue puesta como condición para incrementar la oferta.

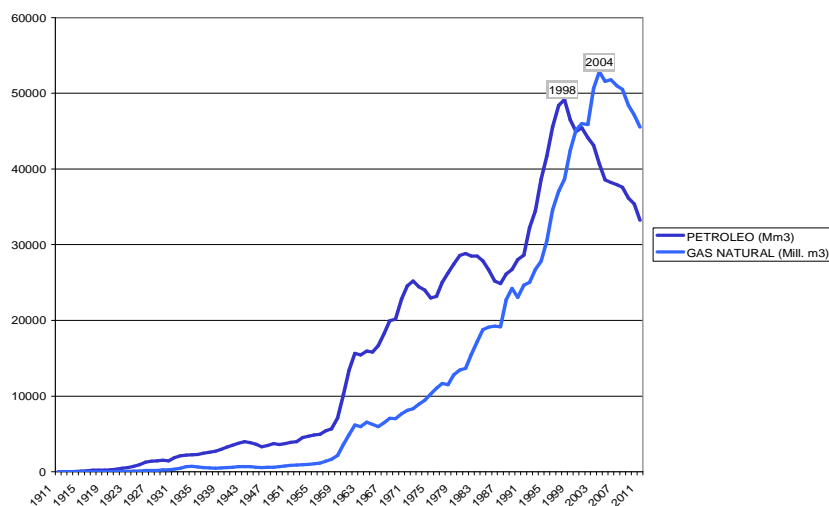
**Gráfico 3.**  
**Precios medios del gas natural en boca de pozo en Argentina y marcadores de precios internacionales. En u\$s por MBTU**



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y BP, Statistical\_review\_of\_world\_energy\_full\_report\_2011.xls.

Ahora bien cuando se examina el comportamiento de la oferta de petróleo y gas en Argentina, surge claramente que, en el caso del petróleo, la declinación de la producción comenzó a manifestarse ya-irreversiblemente- en 1998, es decir por causas que no tendrían como fundamento principal una insuficiencia de precios. En cambio en el caso del gas natural la cuestión es menos clara en tanto la declinación es concomitante con la creciente brecha entre precios internos y externos que se registra en el gráfico 3.

**Gráfico 4.**  
**Evolución de la producción de petróleo y gas 1911-2011.**

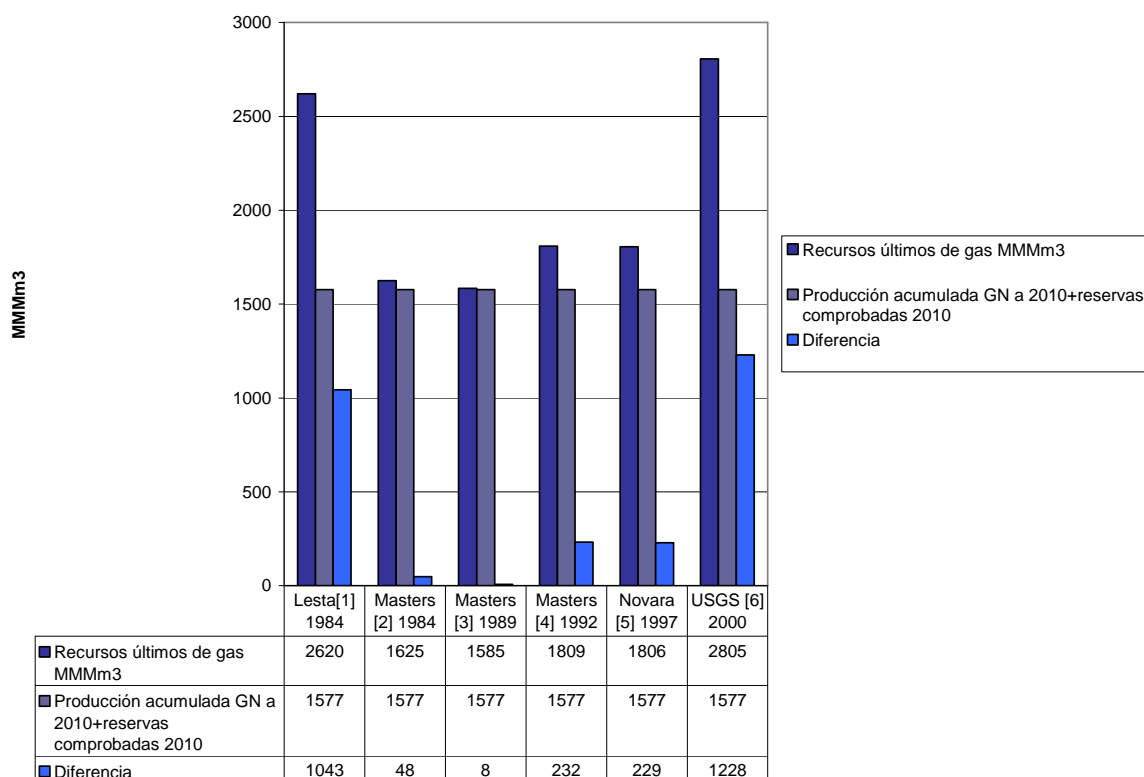


Fuente: estimaciones propias con datos del IAPG y de la Secretaría de Energía.

La cuestión de la eficacia de las señales de precios y su impacto sobre la oferta no es un tema de menor importancia en el caso de Argentina, debido a que dadas las decisiones adoptadas por las autoridades de transferir renta a los consumidores como parte de los objetivos de política energética y económica, ha implicado que el Estado Nacional deba subsidiar todo costo para suplementar la brecha entre oferta y demanda de energía, lo que es especialmente oneroso en el caso del sector eléctrico y se origina principalmente con la insuficiencia del gas natural para satisfacer el conjunto de las demandas de este energético.

Un análisis de la producción acumulada de petróleo y gas frente a las estimaciones de recursos últimos ayuda a comprender mejor el tema.

**Gráfico 5.**  
**Evolución de la producción acumulada de gas 1911-2011 y reservas comprobadas remanentes a 2011 y diferencia respecto a las estimaciones de los recursos últimos.**



Fuente: para estimación de recursos últimos [1] Lesta P. La Argentina como país petrolero, 1986; [2], [3], [4] Masters C.D. World Resources of Crude Oil, Natural Bitumen and Shale Oil, 1987, 1991 y 1994; [5] Novara, J. las reservas de gas natural ante los crecientes requerimientos de los mercados internos y de exportación, 1998, [6] y [7] U.S. Geological Survey World petroleum Assessment 2000-Argentina Assessment Results Summary-Allocated Resources. Series de producción acumulada con datos del IAPG y la SE.

Como se puede observar, en varias de las estimaciones realizadas por diversos autores y organismos aún habría en Argentina gas convencional no explotado (expresado en la gráfica como diferencia entre producción acumulada y reservas remanentes comprobadas respecto a las estimaciones de recursos últimos), aunque la magnitud del mismo es incierta

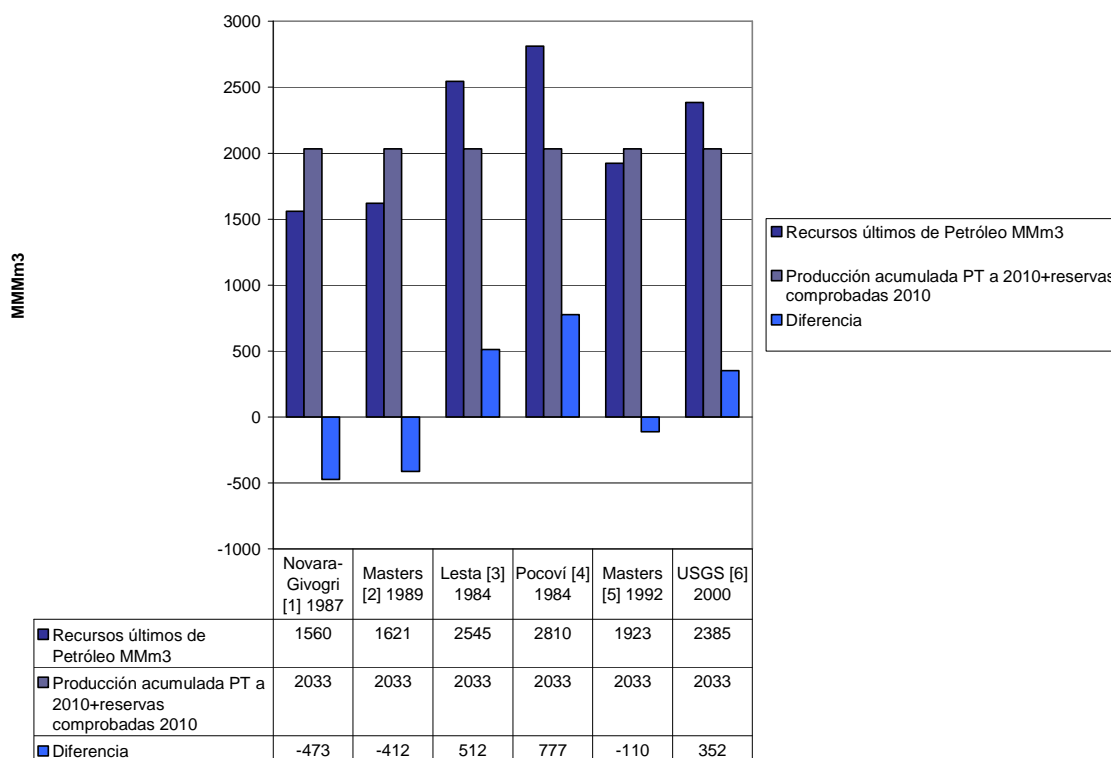
Por lo tanto la hipótesis de gas retenido por los productores como causa de la brecha entre los requerimientos de gas y la oferta de gas proveniente de yacimientos en Argentina es aún plausible, pero no se puede tampoco descartar que también el gas natural haya entrado en una etapa de declinación al igual que el petróleo y resten como recursos, los no convencionales. En uno de los casos, la mejora de los precios podría resolver, tal vez, la cuestión de la creciente necesidad de importar productos sustitutos para el gas natural destinado a la generación de



electricidad, una de las principales vulnerabilidades fiscales y macroeconómicas. Esto no sería así frente a un agotamiento absoluto de reservas económicamente explotables.

Cuando se analiza el caso para el petróleo los resultados son un tanto diferentes.

**Gráfico 6.**  
**Evolución de la producción acumulada de petróleo 1911-2011 y reservas comprobadas remanentes a 2011 y diferencia respecto a las estimaciones de los recursos últimos.**



Fuente: para estimación de recursos últimos [1] Givogri y Novara, Exploración del petróleo en Argentina: aspectos principales y propuestas de reordenamiento, 1987; [2] y [5] Masters C.D. World Resources of Crude Oil, Natural Bitumen and Shale Oil, 1987, 1991 y 1994; [3] Lesta P. La Argentina como país petrolero, 1986; [4] Pocoví, A., El petróleo existente en Argentina, 1988, [6] U.S. Geological Survey World petroleum Assessment 2000-Argentina Assessment Results Summary-Allocated Resources. IAPG y SE para cifras de producción histórica acumulada.

Como se ve el remanente es mucho menor en todos los casos y, para estimaciones como la de Masters (1989) y Novara-Gigovri (1987), las cifras de reservas comprobadas más la producción total acumulada ya registrada superan a las estimaciones de recursos últimos realizadas por esos autores, lo que indica que se hallaban subestimadas.



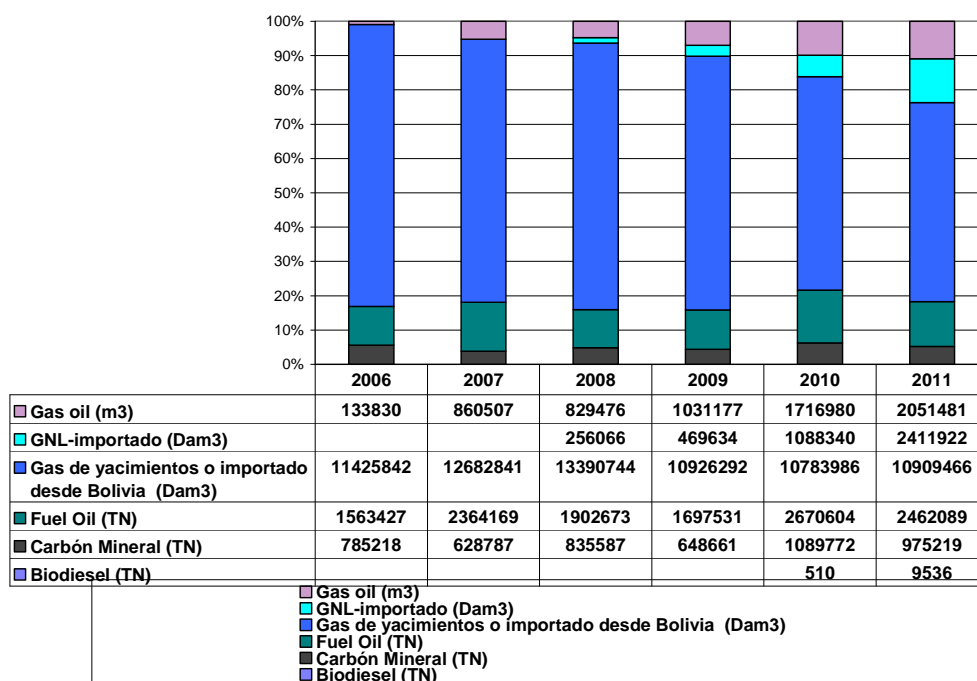
*Al servicio  
de las personas  
y las naciones*

Dado que el conjunto de la información disponible respecto a estimaciones de dichos recursos últimos de petróleo y de gas corresponde a las realizadas entre 1984 y 2000, nada concluyente puede ser dicho, más que, en apariencia, el perfil de la Argentina continúa apareciendo con mayores posibilidades de hallar gas que petróleo, lo que se confirma de modo más concluyente con las cifras que la USGS presenta acerca de los potenciales de shale gas y shale oil para la Argentina, no incluidos en los datos presentados.

La cuestión planteada no es menor en tanto que no sólo el autoabastecimiento puede no ser una meta realizable a partir de políticas públicas, sino que el grado de incertidumbre dificulta la toma de decisiones correctas, como por ejemplo la que concierne a la instalación de plantas de regasificación de gran escala para importar GNL (cuyo costo es inferior al suministro por buques regasificadores), o bien las decisiones acerca de la conveniencia o no de continuar instalando centrales térmicas que requieran gas natural, como así también la conveniencia de pensar en la concreción de un suministro ampliado de gas importado desde Bolivia u otras decisiones que deberían ser evaluadas en un marco de planificación energética integral con el fin de asegurar el suministro a precios predecibles y, en función de ello adecuar las políticas de precios internos.

La creciente dependencia de importaciones de sustitutos del gas producido en el país para generar electricidad se puede ilustrar parcialmente mediante la evolución registrada entre 2006 y 2011 del consumo de combustibles en centrales de generación eléctrica de Servicio Público.

**Gráfico 7.**  
**Evolución del consumo de combustibles para abastecer centrales de generación eléctrica para servicio público.**

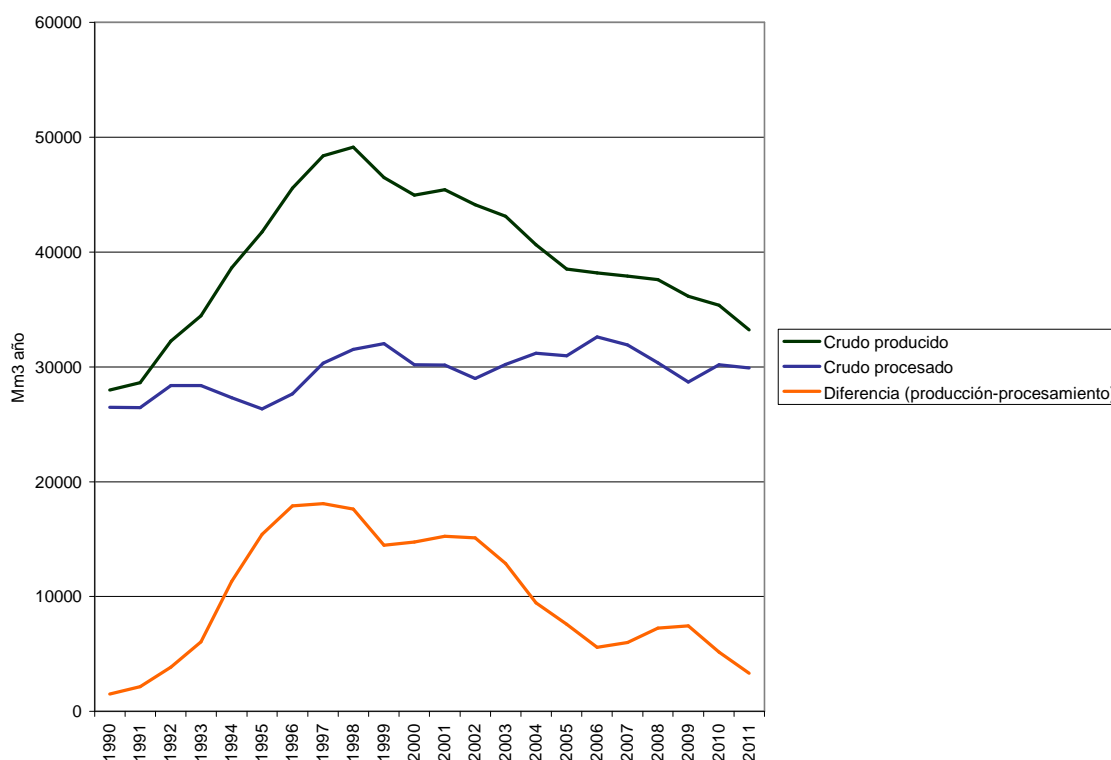


Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA.

Ahora bien, al margen de la cuestión referida a la interacción entre las cadenas eléctricas y de gas natural, la Argentina presenta también un estrechamiento creciente entre la producción de crudo y la demanda del mismo para su procesamiento en las refinерías, además de un grado de saturación de estas últimas que requieren atender a su ampliación a riesgo de que crezcan ambas: las importaciones de crudo y las de derivados.

Las cifras del gráfico 8 muestran que la diferencia entre ambos valores, crudo producido y crudo procesado, han reducido el margen de exportaciones de crudo y que, de continuar la tendencia de crecimiento de la demanda de derivados en breve será necesario importar de modo creciente estos productos para abastecer el mercado interno.

**Gráfico 8.**  
**Evolución de la producción de crudo y del crudo procesado en refinerías.**



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Las consecuencias fiscales y sobre las cuentas externas de tal situación ya se han manifestado desde 2006, pero se han agravado en 2011 y podrían ser progresivamente peores sin que sea posiblemente viable una corrección de estos desequilibrios compatible con un contexto de crecimiento, a la vez que este último también se ve amenazado de no ser corregidos los mismos.

Como se ve entonces, el mayor desafío para la seguridad de suministro energético en la Argentina se deriva de la alta participación alcanzada por los hidrocarburos en la matriz energética, sin un correlato de incremento de niveles de reservas y producción de petróleo y de gas, sumado a la incertidumbre respecto a si una intensificación de la política exploratoria y de inversiones pueda revertir esta situación a corto, mediano o largo plazo.

Pero este desafío que se refiere a la disponibilidad de recursos de hidrocarburos explotables bajo condiciones económicas, técnicas y ambientales, se suman otros de impacto sobre el sector fiscal, por un lado y, por otro, sobre las cuentas externas. Estos a su vez deben ser puestos de frente a



*Al servicio  
de las personas  
y las naciones*

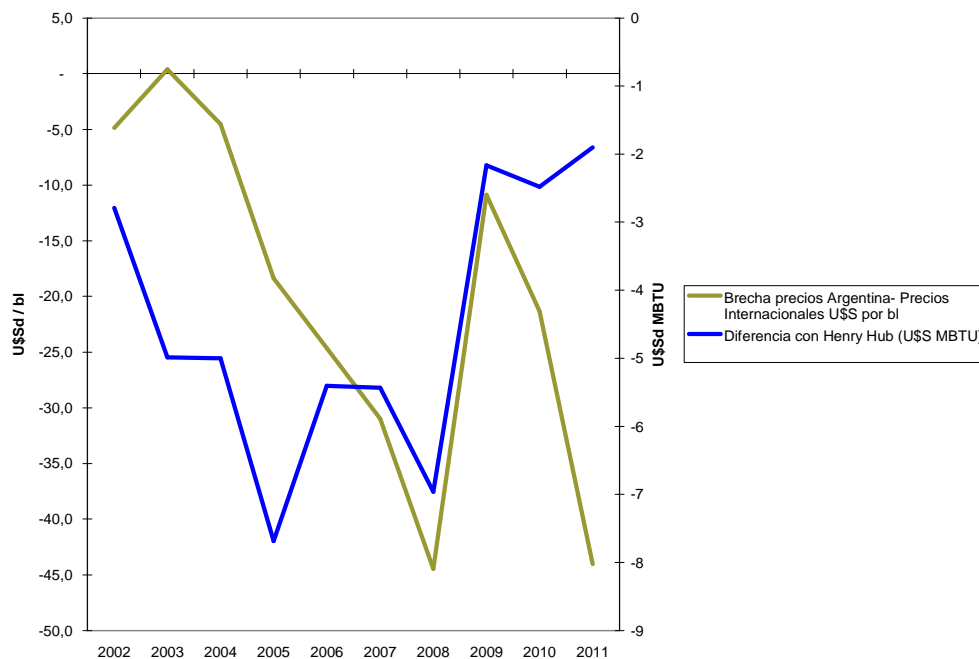
los pilares que han posibilitado el crecimiento económico de Argentina desde 2003 a la fecha y que son: superávit fiscal y externo.

### **3. Inversiones, políticas de precios y subsidios.**

Como se ha visto, las políticas de precios aplicadas al gas natural y al petróleo han significado un desacople respecto a los costos de oportunidad estimados en base a la evolución de los precios de estos productos en el mercado externo.

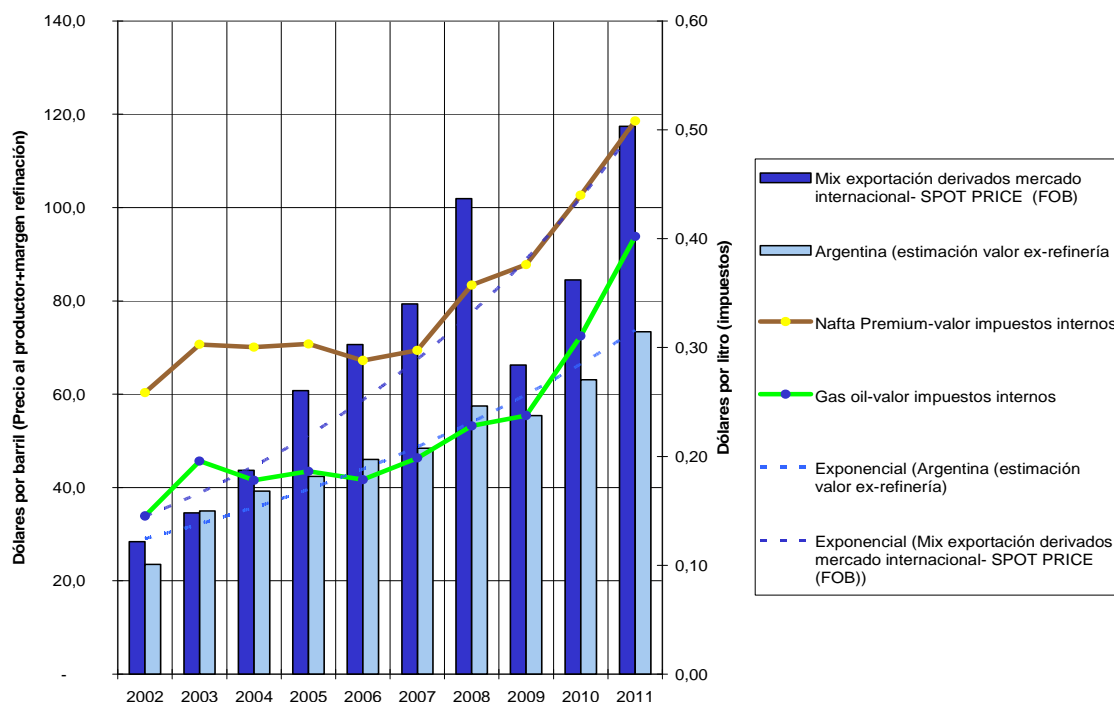
Esta situación devino de un complejo cuadro donde la Argentina partía de una reciente devaluación superpuesta a un escenario de precios internacionales de la energía en fuerte alza. Los instrumentos utilizados fueron distintos en el caso del petróleo y del gas natural. Para el petróleo obró un sistema de retención a las exportaciones. En el caso del gas, un congelamiento de precios primero-junto a una pesificación de los valores-, con una parcial liberalización luego. En ambos casos los estímulos gubernamentales fueron en la dirección de remunerar con valores más cercanos a los costos de oportunidad las nuevas inversiones que demostraran se trataba de nuevos recursos descubiertos y no de una mayor remuneración de los ya descubiertos. La lógica aplicada evitaba trasladar al consumidor o al Estado Nacional el costo de una mayor remuneración cuyo impacto sobre inversiones y nivel de resultados era altamente incierto debido a factores de riesgo minero (probabilidad de hallar nuevas reservas), pero también debido a estrategias empresariales de reinversión de utilidades fuera del país. Por otra parte se buscaba también contribuir a un mayor crecimiento evitando que los mayores costos energéticos redundaran en una menor demanda agregada, en una pérdida de competitividad en sectores industriales beneficiados con un bajo costo de insumos energéticos (ej. Petroquímica) y en una mayor remisión de utilidades fuera del país, conducta que caracterizó a los agentes operadores. Esta política fue sustentable como transición entre 2003 y 2006, pero, a partir de allí mostró insuficiencia, especialmente desde 2008 en adelante.

**Gráfico 9.**  
**Brecha de precios medios en Argentina respecto a los valores internacionales: gas natural y petróleo crudo**



Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL y BP.

**Gráfico 10.**  
**Precios ex-refinería Argentina e internacionales.**

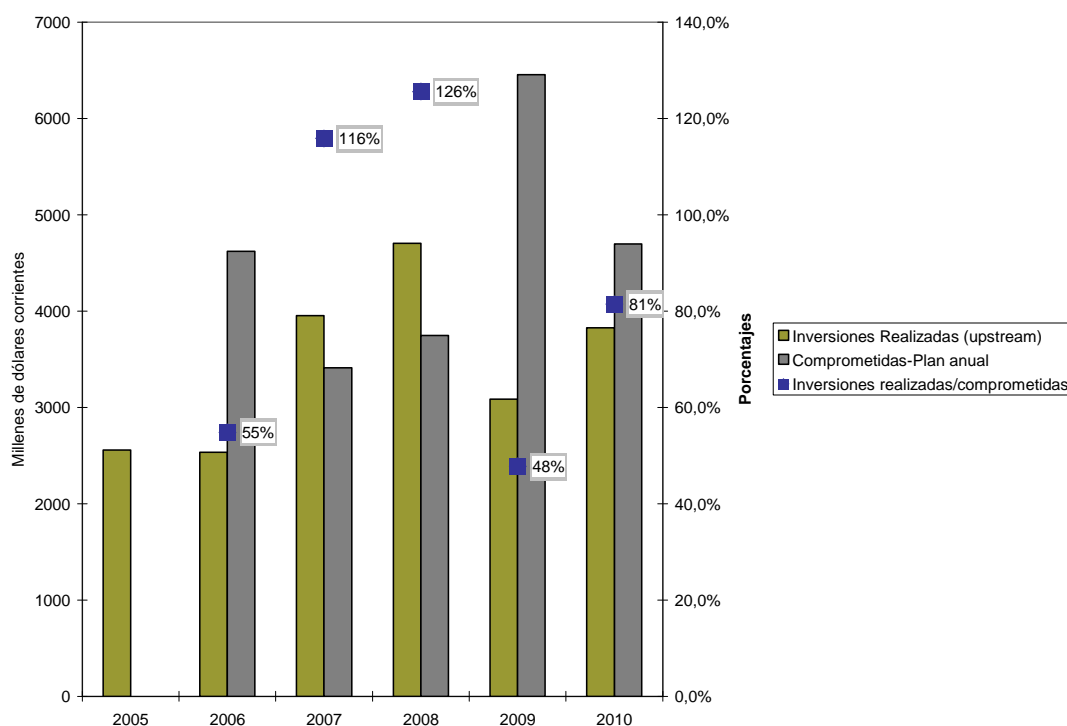


Fuente: elaboración propia con datos de CEPAL y BP.

Por otra parte cabe remarcar que a partir de 2009 las brechas entre el precio del gas y del petróleo en Argentina respecto a los valores internacionales se modificaron para uno y otro producto de forma diferencial. En el caso del gas la mayor oferta de shale gas en los EUA, logró desacoplar los valores Henry Hub del valor del WTI -ambos marcadores de referencia- y por lo tanto también redujo la brecha entre los precios locales del gas percibidos por los operadores en Argentina y en el resto del mundo. En el caso del petróleo el alza del precio tras la crisis de 2009 volvió a profundizar la brecha de precios internos y externos. Por su parte la política de impuestos aplicada a los combustibles líquidos como las naftas y el gas oil, fue más de acuerdo con el crecimiento de los precios internacionales después de 2009, restando parte de la renta transferida a los consumidores de esos derivados de petróleo.

Los resultados en términos de inversiones privadas en el sector del Upstream petrolero- el único que no podía ser subsanado mediante modalidades de inversión estatal o mecanismos como los fideicomisos que permitieron ampliar la oferta de generación y el transporte de gas y electricidad- fueron así magros. Los productores o bien comprometieron inversiones de baja magnitud (Ej. 2006 a 2008), o, cuando frente a los estímulos de los programas que remuneraban a valores internacionales (Gas plus y Petróleo plus) comprometieron mayores inversiones (2009-2010), no las realizaron.

**Gráfico 11.**  
**Inversiones en el Upstream del sector de hidrocarburos: comprometidas en los planes anuales y ejecutadas. Período 2005-2010. Valores en millones de dólares corrientes.**

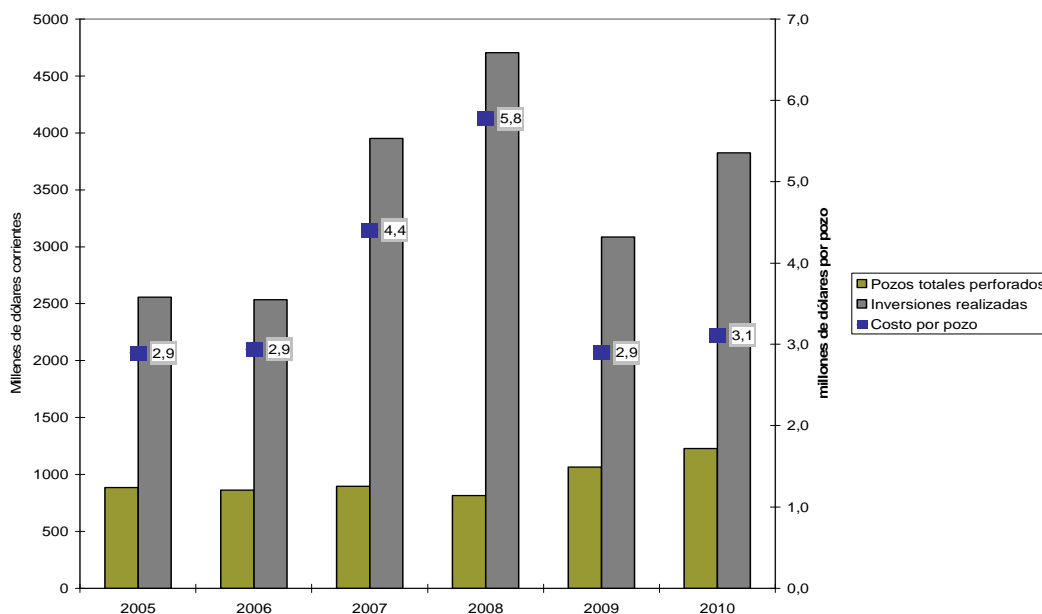


Fuente: elaborado con datos de la SE.

Si se vinculan los montos de inversiones con los pozos totales perforados se observa que desde 2009 los valores medios disminuyeron de modo abrupto, lo que fue coincidente con la disminución del número de pozos exploratorios realizados, cuya proporción sobre el total presentó además una tendencia declinante de largo plazo desde las reformas y que sólo logró ser parcialmente revertida hasta 2008 (gráficos 12 y 13)

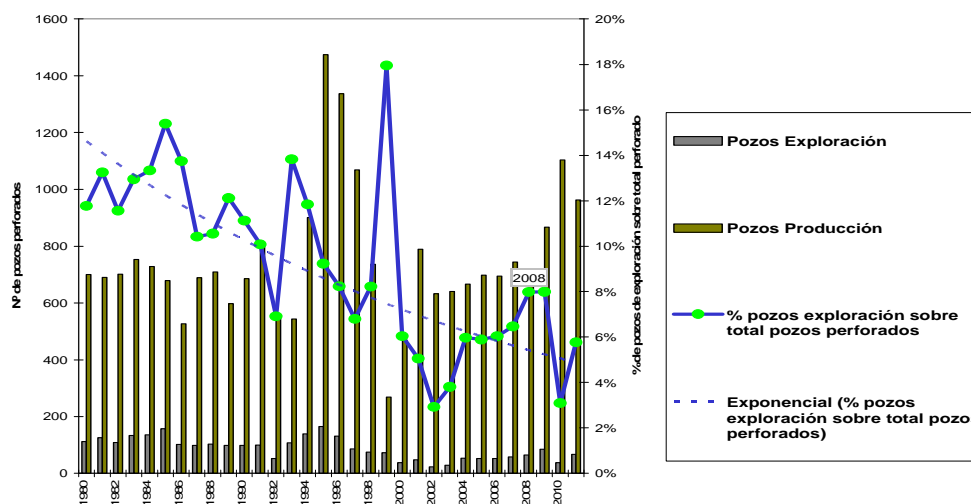


**Gráfico 12.**  
**Inversiones en el Upstream del sector de hidrocarburos, pozos totales perforados y costo por pozo**



Fuente: elaborado con datos de la SE.

**Gráfico 13.**  
**Pozos totales perforados según tipo y relación exploración/pozos totales.**



Fuente: elaborado con datos de la SE.



*Al servicio  
de las personas  
y las naciones*

La baja actividad exploratoria puede haber sido causa del escaso incremento de reservas, pero si se tiene en cuenta lo dicho respecto al riesgo minero y la incertidumbre respecto a la frontera de descubrimientos posibles resta despejar aún muchas incógnitas respecto al grado en que mayores precios hubieran podido y pueden revertir el panorama de abastecimiento de gas y petróleo.

#### **4. Evolución de la incidencia fiscal de los subsidios a la energía.**

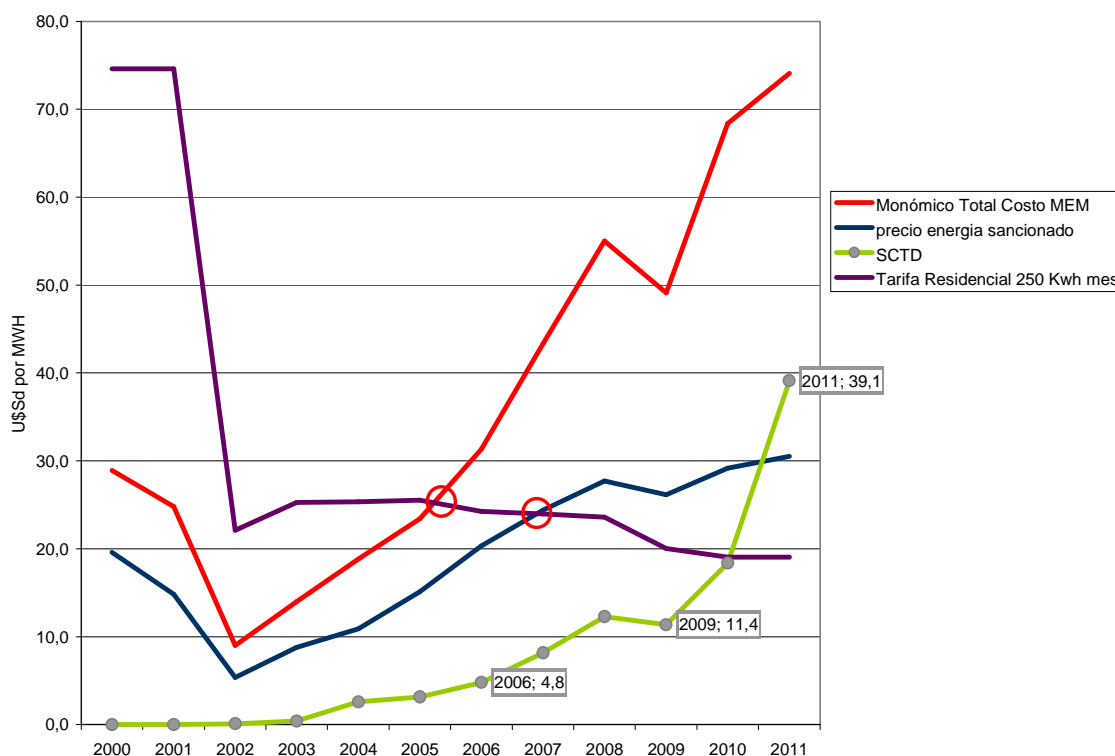
Los subsidios a la energía en Argentina provienen de varias fuentes. Por una parte la insuficiencia de la oferta interna de gas para generación eléctrica, junto a un mecanismo de fijación del costo de la energía generada que supone que toda ella se realiza con disponibilidad de gas, han conducido a la necesidad de incurrir en mayores costos variables para reconocer el costo del conjunto de combustibles importados (fuel oil, gas oil, gas importado de Bolivia y gas natural licuado de buques regasificadores), pero también los mayores costos de la oferta suplementaria interna originada en los programas como “Gas Plus” que remunera la nueva oferta interna a precios próximos a los internacionales.

Por otra parte el casi congelamiento de los precios de las tarifas de transporte público urbano de pasajeros, junto al congelamiento de tarifas de gas y electricidad para consumidores residenciales y una franja de los comercios y servicios, implican erogaciones adicionales para cubrir los costos de suministro de los insumos de energía.

El monto exacto de estos subsidios no resulta sencillo de estimar, pero ha sido creciente desde 2006 precisamente a causa del desacople de precios internos e internacionales.

En el gráfico siguiente se ilustra la evolución del costo de generación total por MWh, el precio sancionado en el mercado eléctrico mayorista (bajo el supuesto de disponibilidad de gas al precio de referencia interno para generación dictado por CAMMESA, el órgano que regula el Mercado Eléctrico Mayorista o MEM), el sobrecosto transitorio de despacho (que reconoce el valor de los combustibles suministrados a precios por encima del sancionado) y la tarifa residencial promedio para usuarios de capital y GBA.

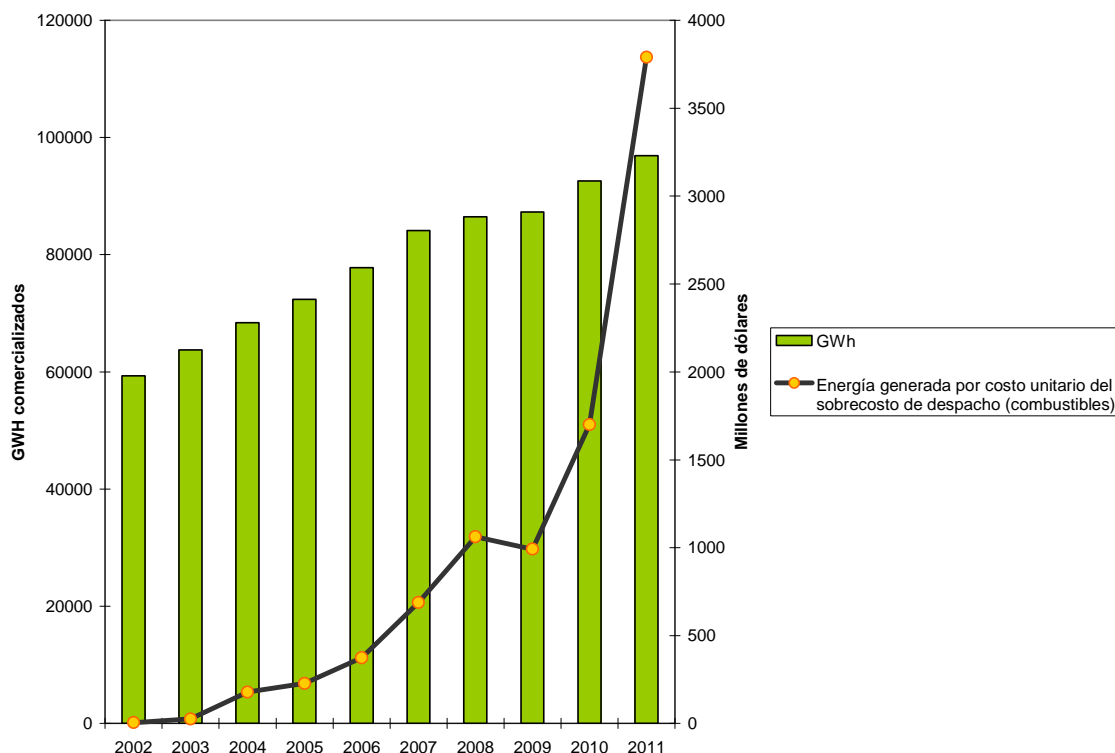
**Gráfico 14.**  
**Costos de la energía eléctrica en el mercado mayorista y tarifas finales a usuarios residenciales.**  
**En u\$sd MWh.**



Fuente: elaborado con datos de CAMMESA.

Si se multiplica la energía generada por la diferencia: a) entre el precio monómico y el sancionado y b) por los sobrecostos transitorios de despacho se tiene una primera aproximación a la evolución de los subsidios al sector eléctrico erogados con fondos del Tesoro Nacional.

**Gráfico 15.**  
**Energía comercializada y estimación de subsidios pagados por el Tesoro Nacional a los generadores de energía eléctrica por mayores costos respecto a valores sancionados. En GWh y en millones de dólares.**



Fuente: estimaciones propias con datos de CAMMESA.

El crecimiento exponencial de los subsidios, de los cuales los sobrecostos de despacho son sólo una parte, ha sido producto tanto del mayor requerimiento de insumos distintos al gas natural provisto a precios sancionados, muchos de ellos importados como el GNL, el FO y el DO (gráfico 7), como de los mayores costos originados en los programas como el gas plus, pero también del crecimiento de la demanda (5.7 % a.a. entre 2002 y 2011).

El cálculo de la transferencia de renta a los consumidores no es sencillo de establecer en tanto no se dispone de valores reales de costos de transporte y distribución de energía eléctrica y tampoco de una estimación precisa de los precios de los contratos de los grandes usuarios eléctricos que compran fuera de las distribuidoras. Sin embargo ateniendo a la información disponible se sabe que cerca del 79% de la energía eléctrica comercializada es destinada a las distribuidoras y que cerca del 40% de la demanda se concentra en el GBA.

Los valores de las tarifas con y sin impuestos, permiten al menos establecer para esta porción del mercado la renta mínima transferida a los usuarios según tipo (cuadro 2).

**Cuadro 2.**  
**Tarifas eléctricas con y sin impuestos en el área de CABA y GBA. En u\$sd por MWh- Caso año 2010.**

Tarifas sin impuestos en u\$sd por MWh						
Distribuidora y tipo de usuario	Residenciales 200 Kwh mes	Residenciales 400 Kwh mes	Comerciales 1000 Kwh mes	Comerciales 2000 Kwh mes	Industriales Potencia 100 kW	Industriales Potencia 300 kW
EDELAP S.A.	22	18	71	53	30	44
EDENOR S.A.	22	18	72	53	29	44
EDESUR S.A.	22	18	74	54	29	36
Costo estimado de electricidad en el MEM (Monómico)	68	68	68	68	68	68
Tarifas con impuestos incluido IVA en u\$sd por MWh						
EDELAP S.A.	31	26	95	71	40	60
EDENOR S.A.	28	23	97	71	39	59
EDESUR S.A.	28	23	99	72	39	48
Renta mínima transferida al usuario en la tarifa sin impuestos en u\$sd MWh						
EDELAP S.A.	46,4	50,4	-2,6	15,4	38,4	24,4
EDENOR S.A.	46,4	50,4	-3,6	15,4	39,4	24,4
EDESUR S.A.	46,4	50,4	-5,6	14,4	39,4	32,4
Renta mínima transferida al usuario en la tarifa con impuestos incluido IVA en u\$sd MWh						
EDELAP S.A.	37,4	42,4	-26,6	-2,6	28,4	8,4
EDENOR S.A.	40,4	45,4	-28,6	-2,6	29,4	9,4
EDESUR S.A.	40,4	45,4	-30,6	-3,6	29,4	20,4

Fuente: elaboración propia con datos de CIER, Boletín informativo 2011 y CAMMESA.

De este modo es posible establecer de modo muy general, que sólo para el caso de la electricidad los usuarios estarían percibiendo el grueso de estos subsidios estatales en forma de transferencia de renta al no pagar siquiera los costos de generación eléctrica. Sin duda esta política se ha traducido en un acelerado crecimiento de la demanda.

**Cuadro 3.**  
**Demanda anual de energía eléctrica por categoría de usuarios- Período 2005-2010. En GWh y en porcentaje anual de crecimiento.**

• Balance Anual:

GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Demanda Residencial	31532	33373	37339	39114	40122	43127	45551
Menores (< 10kW)	12646	13349	14054	14570	15057	15387	15796
Intermedios (10 y 300 kW)	14135	15066	15996	16817	17304	18121	19199
Mayores (> 300 kW)	34038	35807	35562	35467	32174	34121	35835
<b>TOTAL</b>	<b>92351</b>	<b>97595</b>	<b>102951</b>	<b>105967</b>	<b>104657</b>	<b>110756</b>	<b>116381</b>

• Variación Interanual (en GWh):

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Demanda Residencial	5.8%	11.9%	4.8%	2.6%	7.5%	5.6%
Menores (< 10kW)	5.6%	5.3%	3.7%	3.3%	2.2%	2.7%
Intermedios (10 y 300 kW)	6.6%	6.2%	5.1%	2.9%	4.7%	5.9%
Mayores (> 300 kW)	5.2%	-0.7%	-0.3%	-9.3%	6.0%	5.0%
<b>TOTAL</b>	<b>5.7%</b>	<b>5.5%</b>	<b>2.9%</b>	<b>-1.2%</b>	<b>5.8%</b>	<b>5.1%</b>

Fuente: CAMMESA, Informe anual 2011, p.19.

En el caso de los usuarios de gas natural la transferencia de rentas se concentra más en los usuarios residenciales, pero en general alcanza al conjunto de los consumidores.

En el caso de los derivados de petróleo la renta transferida ha sido progresivamente disminuida, aunque fluctúa según los precios internacionales del crudo. El caso más oneroso para el Estado se vincula con el diferencial entre el precio del gas oil pagado por los transportistas y el precio del producto –que a su vez se refleja en el costo del boleto urbano de pasajeros, aunque no se disponen de cifras precisas respecto a las actuales erogaciones por este concepto.

El gran desafío que enfrenta el sector de energía desde el punto de vista de su impacto fiscal se refiere así al creciente peso del conjunto de los subsidios que son necesarios para abastecer la demanda total de energía vis a vis el costo político y económico de ajustar los precios y tarifas de la energía para el conjunto de los usuarios. En tal sentido deben ser computados no sólo los subsidios a los combustibles (caso generación eléctrica, gas natural y sector transporte urbano de pasajeros), sino también las inversiones que el Estado ha realizado para expandir la oferta a través de obras cuyos montos y reglas de recuperación se hallan lejos de ser fácilmente establecidos.

Por otra parte a medida que han disminuido los volúmenes producidos de petróleo y gas, la recaudación fiscal originada en el Upstream petrolero ha perdido y continuará perdiendo peso en el total recaudado, sin que otros impuestos originados en el sector energía -como el de transferencia a los combustibles líquidos- puedan compensarlo. Del mismo modo el nivel de precios y tarifas para los usuarios de energía impide que crezcan los impuestos vinculados a los precios pagados por el consumidor. Sin embargo el peso total del sector energético en la recaudación ha ido perdiendo progresivamente su importancia no sólo por el desempeño del



*Al servicio  
de las personas  
y las naciones*

sector, sino por el crecimiento de otros ingresos fiscales, principalmente el IVA, los del sistema de seguridad social, ganancias y derechos de exportación. Así mientras que en 2002 se estimaba que los principales ingresos del sector energético representaban el 15.5% del total recaudado, este valor era en 2006 del 12.2% y se presume que en 2012 pesará menos del 7%.

No obstante el correlato de mayores volúmenes de importaciones para sostener el nivel de la demanda energética interna y su crecimiento está, por una parte en un incremento del nivel de subsidios requeridos -si no se corrigen los precios a los consumidores-, pero también en un mayor requerimiento de divisas. En 2011 se registró por primera vez un déficit en la balanza comercial de energía que hasta 2009 representaba excedentes del orden de los 3500 millones de dólares, pero que en 2006 eran de 4655.millones. A su vez un ajuste de los precios y tarifas de la energía- necesarios para disminuir el monto del gato público en subsidios- sustraería ingresos de los consumidores con posibles impactos sobre el nivel de la demanda agregada. En tanto no se dispone de estudios públicos precisos que transparenten esta cuestión resulta difícil evaluar los impactos de ambas opciones: ajustar las tarifas y no ajustarlas.

A pesar de ello resulta claro que la política de transferencia indiscriminada de rentas al consumidor de energía en un contexto de crecimiento de la demanda y necesidades crecientes de ampliar la oferta-lo que a corto y mediano plazo parece requerir importaciones y mayores costos reales-no parece ser sostenible, al tiempo que no induce a comportamientos de uso racional al menos en el sector domiciliario.

Por último, en la medida en que los precios al consumidor han presentando un crecimiento superior al ritmo de cotización de las divisas, la introducción bien sea de señales de precios internacionales como estímulo a la inversión, bien sea el reconocimiento progresivo del mayor peso de los productos energéticos importados, generan presiones adicionales sobre la cuestión de los ajustes necesarios en la política de precios y subsidios y su impacto macroeconómico.

## **5. Los desafíos para lograr un desarrollo sostenible del sector.**

Del análisis efectuado en los puntos anteriores surge un panorama altamente complejo para alcanzar un desarrollo sostenible del sector energético.

Por una parte la excesiva dependencia del gas natural en particular -y de los hidrocarburos en general- indica la necesidad de diversificar la matriz energética.

Sin embargo debe ser considerado que las opciones para lograr tal fin requieren de montos de inversión mayores y que en el actual contexto es difícil esperar sean realizadas por el sector privado a menos que, nuevamente el Estado incremente el nivel de subsidios o bien se ajusten los precios y tarifas pagados por los consumidores.



*Al servicio  
de las personas  
y las naciones*

Por otra parte debe ser considerado que a los niveles de consumo de energía actuales -y con valores de u\$sd 100 para el barril de petróleo y de u\$sd 8 por MBTU para el gas natural-, por cada 10 puntos porcentuales de abastecimiento externo, las necesidades de divisas serían próximas a los 4000 millones de dólares por año. Es decir que frente a un escenario de demanda creciente y declinación de la producción local de hidrocarburos la vulnerabilidad externa sería creciente.

Al mismo tiempo las opciones de diversificación de la matriz dependen de la visualización de la disponibilidad de recursos explotables. Mientras no sea clarificado el panorama de producción futura de hidrocarburos convencionales y no convencionales con volúmenes predecibles de oferta en el tiempo, no es posible tampoco establecer una estrategia de abastecimiento externo y de sustitución posible de unas fuentes de energía por otras, como por ejemplo respecto de energías renovables no convencionales y los biocombustibles. La incertidumbre provocada por las posibilidades de concreción de acuerdos de importación con Bolivia por volúmenes mayores a los actuales, las indefiniciones respecto a las cantidades necesarias de importación de GNL y la falta de un inventario de proyectos factibles para sustituir energía térmica por otras fuentes o aún diversificar los tipos de plantas térmicas, inducen a una oferta incremental desordenada en cada una de las cadenas energéticas. Esto dificulta sin duda alguna establecer un contexto de selección de obras de infraestructura que requieren de plazos más o menos prolongados de ejecución, trátase de facilidades permanentes de importación de crudo, derivados y GNL, o bien de gasoductos, líneas de transmisión, plantas de generación, etc.. En síntesis se requiere establecer un marco de planificación energética integral donde se reflejen las opciones deseadas de diversificación de la matriz que de lugar a un plan de inversiones coherente basado en criterios de costos de expansión de largo plazo monitoreados en el tiempo.

Las exigencias internacionales en materia ambiental suman también presión respecto a estas opciones en tanto pueden o no ser en un futuro vinculantes para un posicionamiento en el comercio exterior.

De este marco de definiciones de política de inversiones debería surgir un sendero de ajuste de precios y tarifas donde tanto el costo de los subsidios, como el estimado de su progresiva eliminación hayan sido transparentados. En particular el establecer un trade off entre los costos de mantener una política de subsidios y su eliminación es un ejercicio indispensable que debe incluir también la dimensión del ahorro de inversiones necesarias derivadas de un uso más racional de la energía actualmente desestimulado por la existencia de tarifas subsidiadas aplicadas a un conjunto masivo de consumidores que no lo requieren. Para ello es necesario disponer de información confiable y una evaluación de opciones que puedan ser técnicamente contrastadas sin descuidar las dimensiones sociales, ambientales y políticas de tal evaluación. Aunque estos pasos no serían aún la definición de una política energética, serían al menos los insumos básicos para lograr definirla.