



Nº 51
**LINEAMIENTOS PARA UNA ESTRATEGIA DE DESARROLLO
ENERGETICO**

Alberto Barbeito y Rubén Lo Vuolo

Buenos Aires, Julio de 2006

Indice

Introducción..... 3

PRIMERA PARTE: CARACTERIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA Y SUS ESCENARIOS PROSPECTIVOS 7

 SECCION I: BREVE CARACTERIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA..... 8

 1. Descripción general 8

 2. Consumo aparente de energía primaria 9

 3. Extracción y reservas de hidrocarburos 10

 4. Demanda y oferta de energía eléctrica..... 16

 SECCION II: ESCENARIOS PROSPECTIVOS DEL MERCADO ENERGÉTICO 18

 1. Energía Primaria 18

 2. Energía Eléctrica 19

SEGUNDA PARTE: LINEAMIENTOS PARA UNA ESTRATEGIA DE DESARROLLO ENERGÉTICO PARA LA ARGENTINA 23

 SECCION III: LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE FUENTES ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 26

 1. Introducción..... 26

 2. Hidroelectricidad 29

 3. Energía Nuclear 31

 4. Energía Eólica 34

 5. Renta petrolera e instrumentos de financiamiento para la expansión del sistema eléctrico y la diversificación de la matriz energética 41

 SECCION IV: LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS: LOS BIOCOMBUSTIBLES..... 49

 1. Introducción..... 49

 2. Biodiesel..... 53

 3. Etanol 56

 SECCION V: LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE UN USO RACIONAL DE LA ENERGÍA. ... 59

 1. Introducción. 59

 2. Programas actuales de Uso Racional de la Energía. 60

 3. Lineamientos para desarrollar el Uso más Racional de la Energía..... 61

SINTESIS Y CONCLUSIONES..... 62

ANEXOS 71

 ANEXO 1: LOS DERECHOS SOBRE LAS EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS 72

 ANEXO 2: LA RENTA PETROLERA, PERÍODO 1999-2004 76

Referencias Bibliográficas..... 80

LINEAMIENTOS PARA UNA ESTRATEGIA DE DESARROLLO ENERGETICO

Alberto Barbeito¹ y Rubén Lo Vuolo^{2 3}

Introducción

La hipótesis central de este trabajo considera que la conformación actual de la matriz energética del país impone severas restricciones para sostener el proceso de crecimiento económico, ampliar el bienestar de la población y reproducir el medio ambiente en condiciones favorables. Por eso mismo, el objetivo apunta a la identificación de lineamientos básicos que permitan discutir una “estrategia de desarrollo energético” que oriente el cambio de las fuentes y usos de los recursos energéticos en el país.

Para la concreción de una estrategia sistémica e integral de desarrollo económico y social es imprescindible contar con una estrategia de desarrollo energético. . Esta idea se sostiene sobre la siguiente convicción: el crecimiento económico no está limitado rigurosamente por la dotación de factores productivos con los que “naturalmente” cuenta un sistema económico definido por fronteras políticas. Está claro que los factores geográficos (clima, recursos naturales, ubicación) definen límites al campo de posibilidades de crecimiento económico, pero existen otros elementos de igual o mayor importancia: el modo de integración política y económica con el mundo (tamaño del mercado, especialización productiva, pertenencia a un bloque preferencial, ubicación en el sistema institucional internacional) y, especialmente, los factores institucionales y culturales (sistema político, legal, de protección social, capacitación de la fuerza de trabajo y contexto cultural).

Una estrategia de desarrollo energético, inmersa en una estrategia de desarrollo global para el país, debería tener en cuenta y actuar en favor de la integración entre todos estos elementos. Precisamente, la conformación de la matriz energética influye en muchos subsistemas: como insumo productivo, como bien de consumo, como símbolo de soberanía económica y política, como recurso natural articulador de compromisos intergeneracionales, etc.

¹ Investigador Principal del Centro Interdisciplinario para el Estudio de Políticas Públicas (Ciepp).

² Director Académico e Investigador Principal del Centro Interdisciplinario para el Estudio de Políticas Públicas (Ciepp).

³ La asistencia técnica y de investigación fueron realizados por Fernanda Reyes.

La estrategia también es necesaria porque todos estos elementos no son aditivos, sino que reclaman complementación y coherencia sistémica. La idea de desarrollo se vincula con una serie de cambios que debe experimentar el sistema económico y social, de forma tal de aumentar su complejidad y poder procesar de un modo más eficiente las alteraciones de su ambiente de referencia. Esto aumenta su capacidad para reproducirse con otra "calidad" y para ampliar sus áreas de incumbencia. El aumento del valor de la riqueza disponible en el sistema productivo, incluyendo la producción de energía, es uno de los indicadores de esta mayor capacidad, aunque para nada agota la cuestión.

Teniendo en cuenta estas complejidades, se explica la necesidad de armonizar las transformaciones de las distintas partes que componen la interdependencia del sistema bajo análisis para resolver problemas de cantidad, de calidad y de compatibilidad. El desarrollo armónico de los componentes del sistema económico, y lógico del sistema energético, no es automático sino que debe provocarse. Por su naturaleza, el crecimiento económico es desequilibrado y contradictorio, sobre todo en economías y sociedades tan heterogéneas como la argentina, sometida también a una trayectoria de fuerte volatilidad. En consecuencia, la armonía debe inducirse; por cuestiones tanto de paz social como de naturaleza técnica. Hay que satisfacer necesidades de grupos diversos, respetando al mismo tiempo la complementariedad técnica entre insumos, procesos de producción, bienes finales, demanda, financiamiento, etcétera. Por ejemplo, no puede haber crecimiento económico sin constituir adecuadas "reservas" de ciertos stock, ya sea de equipos y maquinarias, de divisas, de fuentes de energía, o de personas con una determinada calificación.

¿Qué implica, entonces, una estrategia? Primero, supone un proceso capaz de ser regulado, pero que no implica una planificación detallada de la cual no sea posible o deseable apartarse. Segundo, implica un conjunto de reglas que buscan asegurar la decisión óptima en cada momento, por lo que tienen flexibilidad pero dentro de un cierto rango acotado de tolerancia. Tercero, engloba conductas racionales de los estrategas, al tiempo que también debe atender el juego de la totalidad de actores involucrados. Cuarto, se ocupa de marcar "grandes avenidas" dentro de las cuales los agentes económicos actúan y toman decisiones con libertad y, de ese modo, emiten señales sobre las cuales corregir o ajustar el rumbo inicial de la estrategia adoptada.

Esas grandes avenidas establecen los rangos de tolerancia, los cauces por donde se pretende que transcurra la trayectoria del desarrollo y marcan los límites de la elección individual de los agentes. En este sentido, indican los rumbos a seguir, asegurando la consistencia y la armonía del trazado de la estrategia. No sirve que "todas lleven a un punto", sino que se requiere que no se crucen, que no se provoquen accidentes en el trayecto, que no se avance más rápido por una que por otra. No son

avenidas de tránsito rápido, con frenos bruscos, sino que deben transitarse conjuntamente y con marcha continua para lograr un desarrollo económico que sea armónico, gradual y sostenido.

Con estos fundamentos, la convicción que impulsa este trabajo es que en la Argentina sigue ausente una estrategia de desarrollo económico y, como parte de ella, se carece también de una estrategia de desarrollo energético. La situación es aún más grave si se considera, por un lado, la notoria “debilidad” de las instituciones y las normas regulatorias vigentes en el área y, por otro lado, que se trata de un sector en el cual las inversiones y los procesos de cambio son fenómenos de gran escala y de larga maduración. Razones por las cuales la incertidumbre y el riesgo son factores de alta ponderación en la toma de decisiones. En este contexto, los agentes tanto privados como públicos toman decisiones fuera de reglas institucionales claras y privilegian notoriamente el corto plazo.

Esa característica se percibe claramente en el tipo de respuestas que se ensaya (o se anuncia) frente a la crisis energética: medidas tomadas de apuro y luego suspendidas o postergadas, que no pocas veces son adoptadas en función de intereses particulares y no colectivos. **Si bien los problemas son urgentes, eso no significa ignorar que no están en juego cuestiones coyunturales sino profundamente estructurales.**

Entre otras cuestiones estructurales relevantes:

- i) la producción de hidrocarburos sigue siendo la principal fuente de abastecimiento energético y no hay un desarrollo adecuado de fuentes energéticas alternativas;
- ii) la extracción de hidrocarburos está fuertemente concentrada en manos de empresas trasnacionales cuyos intereses estratégicos trascienden las necesidades del país;
- iii) la caída de las reservas de petróleo y de gas alcanza niveles críticos, en un contexto internacional de alto riesgo en cuanto a precios y condiciones de abastecimiento;
- iv) el consumo interno de energía eléctrica crece de manera acelerada, empujado por la recuperación del crecimiento económico y las necesidades de la población;
- v) los compromisos de inversión en expansión de la oferta de generación eléctrica son respuestas de emergencia proyectadas con horizontes de corto plazo;

- vi) no existe una clara identificación de las fuentes de financiamiento y captación de los recursos necesarios para las inversiones destinadas a sostener el ritmo de crecimiento de la demanda energética, lo que implica cuestiones tales como la apropiación y destino de la renta petrolera, esquemas tarifarios compatibles con el repago de las inversiones, etc.;
- vii) no están definidas de modo claro y estable las reglas de juego para el funcionamiento de los mercados y la articulación entre los sectores privado y público.

Lo anterior es ilustrativo acerca de la necesidad de impulsar la discusión de una estrategia sistémica en materia energética. Esto implica discutir racionalidades organizativas y al mismo tiempo de asignación de recursos. Con estos fundamentos, el presente trabajo pretende ser un aporte en el sentido antes mencionado.

1. Los contenidos del trabajo

Con esta perspectiva, el trabajo se articula sobre la base de tres bloques o secciones principales. La **Sección I** presenta una caracterización sintética de la evolución reciente de la matriz energética y de su problemática actual. En primer lugar, se destaca la alta dependencia de los hidrocarburos y la dispar evolución de las reservas y los niveles de extracción de petróleo y de gas, con el consiguiente compromiso de las fuentes de abastecimiento energético del país. En segundo lugar, se discuten los determinantes de la retracción de las inversiones privadas en exploración en un contexto de incremento sostenido de los precios internacionales y de la renta petrolera. Por último, se analiza el comportamiento de la demanda de energía en las últimas décadas procurando identificar ciertas relaciones básicas (PBI, población) a partir de las cuales proyectar escenarios prospectivos futuros.

La **Sección II** se concentra en el desarrollo de los escenarios prospectivos, cuya cuantificación toma en cuenta diferentes hipótesis acerca del ritmo esperado de crecimiento económico futuro y de los coeficientes de elasticidad de la demanda. Una primera línea de conclusiones, derivada de los escenarios prospectivos, se vincula con las mayores restricciones que, de mantenerse la actual estructura de la matriz energética, se verificarían respecto del abastecimiento y las reservas de combustibles fósiles.

Con relación al mercado de energía eléctrica, se identifican dos ejes principales de reflexión. Desde una perspectiva de corto plazo, en caso de concretarse en tiempo y forma las obras de expansión anunciadas por las autoridades, el sistema eléctrico podría

llegar a atender, con niveles operativos ciertamente exigidos, los incrementos de demanda proyectados⁴. En cuanto al mediano y largo plazo, los resultados de las proyecciones dan cuenta de escenarios futuros muy exigentes en cuanto al volumen de inversión anual que habrá de requerirse para garantizar la expansión de la capacidad de potencia eléctrica instalada compatible con el ritmo de crecimiento de la demanda.

Finalmente, en la **Sección III** se discuten los lineamientos para una estrategia de desarrollo energético. La discusión se orienta en base a un doble objetivo estratégico. Por un lado, evitar la crisis de suministro energético, garantizando niveles adecuados de expansión de la oferta. Por otro lado, diversificar la matriz energética reduciendo la fuerte dependencia actual de las fuentes no renovables.

En primer lugar se discuten los lineamientos para el desarrollo de fuentes alternativas de generación eléctrica, como la energía hidráulica, la nuclear y la energía eólica. Luego, y en razón de las características propias de los emprendimientos hidroeléctricos y nucleares (como la escala de inversión, la complejidad tecnológica, y los plazos de maduración hasta su entrada en servicio), el trabajo se orienta a la discusión de cuestiones como: i) la programación de las inversiones y la necesidad de contar con un plan estratégico de desarrollo energético de mediano y largo plazo; ii) la identificación de fuentes e instrumentos de financiamiento; iii) el rol del Estado, sea a través de inversiones directas o como promotor de formas asociativas con el sector privado.

La energía eólica, por el contrario, presenta características apropiadas para impulsar su desarrollo sobre la base de agentes locales y/o regionales, como los municipios y las cooperativas de servicios, correspondiendo al Estado el rol de facilitar su desarrollo mediante acciones de asesoramiento técnico y mecanismos adecuados de financiamiento.

En segundo lugar, se discuten los lineamientos para el desarrollo de combustibles alternativos, como biodiesel y etanol. El trabajo analiza las perspectivas y las limitaciones que se presentan para expandir la producción y el consumo de estos combustibles. Hasta aquí, el principal obstáculo ha sido la ausencia de un marco normativo que disponga la obligatoriedad de “corte” con los combustibles de origen fósil y un horizonte mínimo de certidumbre en materia de incentivos tributarios. Sin perjuicio de ello, este trabajo propone discutir estrategias de desarrollo de los biocombustibles considerando objetivos más amplios, como serían promover la participación activa de unidades productivas de menor escala y/o de regiones menos desarrolladas.

⁴ Sin embargo, en algunos casos, se verifican ya demoras significativas en los cronogramas de ejecución. Por ejemplo, la puesta en servicio de la Central Atucha II se estima ahora que tendría lugar hacia el 2010.

Finalmente, el trabajo aborda la discusión acerca de lineamientos para impulsar un uso más racional de la energía. Por uso racional de la energía se entiende una utilización más eficiente de los recursos energéticos disponibles, por tanto, no significa la restricción en el uso de la energía, una pérdida de confort o la limitación de las condiciones de vida de las personas. En suma, implica consumir y producir energía desde una perspectiva de cambio del paradigma predominante. Por ello, se consideran procesos de cambio en cuestiones tales como: i) la composición de la matriz energética; ii) en los modos de generación y transmisión de la energía; iii) en las normativas vigentes; iv) en las técnicas y diseños constructivos; v) en los patrones culturales de consumo.

Primera Parte

CARACTERIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA Y SUS ESCENARIOS PROSPECTIVOS

SECCIÓN I:

BREVE CARACTERIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA

1. Descripción general

La matriz energética de la Argentina tiene un definido perfil hidrocarburo-dependiente: el 90% de la oferta total de energía primaria proviene de los combustibles fósiles, correspondiendo un 46% al gas natural, un 43% petróleo y algo menos del 1% al carbón mineral. Mientras que el 10% restante proviene de la hidroelectricidad (4,4%), la energía nuclear (2,5%) y otras fuentes, como leña y bagazo (3,6%). Esta alta concentración de las fuentes de energía primaria en los hidrocarburos es un rasgo estructural de la matriz energética de la Argentina: ya en 1970 los hidrocarburos representaban el 92,4% del total, proporción que se mantuvo prácticamente sin cambios a lo largo del tiempo.

No obstante, al interior del bloque de los hidrocarburos, se produjeron cambios de significación a lo largo del tiempo, vinculados con la progresiva sustitución del petróleo por el gas natural. Así, en 1970, el 70% de la energía provenía del petróleo y el 20% del gas natural; en 1980 las proporciones pasaron a 60% y 30%, respectivamente; en 1990 a 50% y 40%, y actualmente oscilan alrededor de 43% y 46%.

Otros cambios destacables, aunque de menor impacto global, se relacionan con la incorporación de la energía hidroeléctrica y la energía nuclear. En 1973, la hidroelectricidad representaba apenas el 1,1% de las fuentes de energía y la nuclear un 0%. Dos décadas más tarde, esas proporciones alcanzaban el 4,2% y el 2,6%, respectivamente. Simultáneamente, los combustibles de origen vegetal, como el carbón y la leña, redujeron su participación del 7% en 1970 al 3,5% en el 2003.

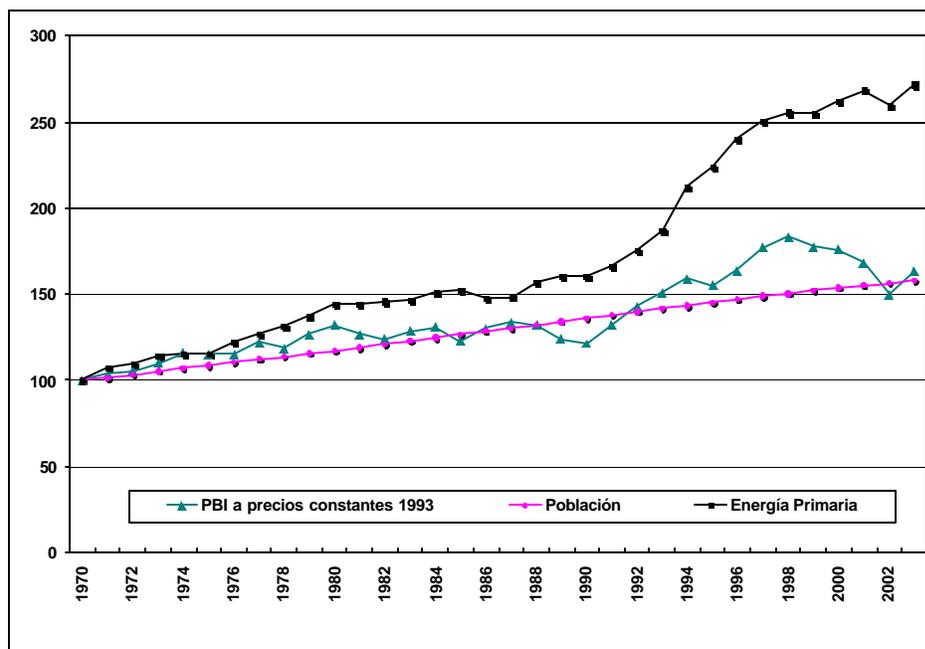
Los cambios señalados se produjeron como **resultado de una política deliberada**, cuyo objetivo era sustituir petróleo (recurso no renovable y relativamente más escaso) por gas natural y, en menor medida, por la hidroelectricidad y la núcleo-electricidad. Como señalan Kozulj y Pistonesi (2004), “el gas natural fue sustituyendo a los derivados del petróleo en los usos calóricos en los hogares y en la industria, en la generación de electricidad e, incluso, el transporte, por medio del GNC, lo que permitió el desarrollo paralelo de importantes actividades económicas en las que Argentina es un país líder”.

2. Consumo aparente de energía primaria

En las últimas tres décadas (1970-2003) el consumo aparente⁵ de energía primaria creció a una tasa acumulativa del 2,5% anual; prácticamente el doble del incremento demográfico (1,4% anual) y del PBI (1,5% por año). De esta forma, mientras que el PBI per cápita creció apenas 6% en el período mencionado, el consumo primario de energía por habitante aumentó en un 40%. **Esto indica un marcado proceso de “intensificación” del uso de energía en el conjunto de la sociedad.**

En el Gráfico N° 1, puede observarse como el consumo de energía se acelera durante las fases de crecimiento económico, en particular en algunos años de las décadas del setenta y del noventa. El consumo energético global presenta tasas positivas de crecimiento aún durante la vigencia de fases económicas recesivas.

Gráfico N° 1: Energía Primaria. Evolución del consumo aparente (1970-2003)



Fuente : En base a datos del Ministerio de Economía, INDEC y Secretaría de Energía.

⁵ El concepto de consumo aparente es una forma de expresar la demanda interna de energía; su valor se obtiene sustrayendo del total de energía primaria disponible la suma correspondiente a exportaciones y otros destinos (por caso, pérdidas). La importancia de utilizar este concepto se comprende si se considera que en 1990 las exportaciones representaban solo 1,7% de la oferta de energía primaria, porcentaje que alcanza 22% en el 2000.

Más concretamente, en la década del setenta, el PBI creció a una tasa acumulativa del 2,8% anual y el consumo interno aparente de energía primaria aumentó un 3,4%. En la década siguiente (1980/90) el consumo de energía aumentó un 1,2% anual pese a que el PBI disminuyó en un 0,9% anual acumulativo. Finalmente, en el período 1990/2003 la economía tuvo un crecimiento del 2,3% anual acumulativo y el consumo de energía aumentó con un ritmo aún mayor: 2,9% anual.

Como resultado, el coeficiente de elasticidad del consumo de energía primaria respecto del PBI tiende a ser superior a la unidad, tal como se puede observar en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1: Población, PBI y consumo aparente de energía primaria. Tasas acumulativas anuales

Período	Población	P.B.I.	Consumo Aparente de Energía Primaria	Elasticidad E. Primaria/PBI
1970/80	1,6%	2,8%	3,2%	1,2
1980/90	1,5%	- 0,9%	1,2%	- 1,3
1990/03	1,2%	2,3%	2,9%	1,2
1970/03	1,4%	1,5%	2,5%	1,7

Fuente: En base a datos del Ministerio de Economía, INDEC y Secretaría de Energía.

3. Extracción y reservas de hidrocarburos

Durante los años ochenta, la extracción de petróleo alcanzaba un promedio anual de 27 millones de m³. En los años noventa, la media anual aumentó a 39 millones de m³, registrando un máximo de 49 millones de m³ en 1998.

Para explicar este salto de la extracción de crudo, un elemento importante es el crecimiento de las exportaciones. Entre 1989 y 1998, las exportaciones de petróleo pasaron de ser casi inexistentes (menos de 1 millón de m³) a más de 18 millones. Así, mientras la extracción de petróleo aumentó el 83,8% en el período señalado, el consumo interno aparente creció un 19,9% y las exportaciones en un 1.846%. Por lo tanto, en muy pocos años, el nuevo régimen petrolero, basado en la privatización, la desregulación y la

libre disponibilidad del crudo, permitió que las exportaciones pasaran a representar un destino importante de la extracción de hidrocarburos. No obstante, a partir del pico alcanzado en 1998, se observa una tendencia declinante en la extracción de petróleo, que llega a 40 millones de m³ en el 2004, y que se manifiesta tanto en la reducción del consumo aparente interno como en las exportaciones.

El incremento de la extracción y las exportaciones de petróleo registrado durante el período no tuvieron un correlato adecuado en cuanto el flujo de inversiones en exploración y la incorporación de nuevas reservas. Según muestra el Cuadro N° 2, al finalizar el 2004 el volumen de las reservas certificadas⁶ de petróleo alcanzaría los 368,9 millones de m³. Considerando esta información y los niveles actuales de extracción, **el horizonte de vida de las reservas de petróleo supera levemente los 9 años**. Este nivel podría aumentar a sólo 11 años si en la estimación del volumen de reservas se imputara como certificadas al cincuenta por ciento de las reservas actualmente evaluadas como “probables”.

Cuadro N° 2: Reservas de hidrocarburos – Al 31 de diciembre de 2004.

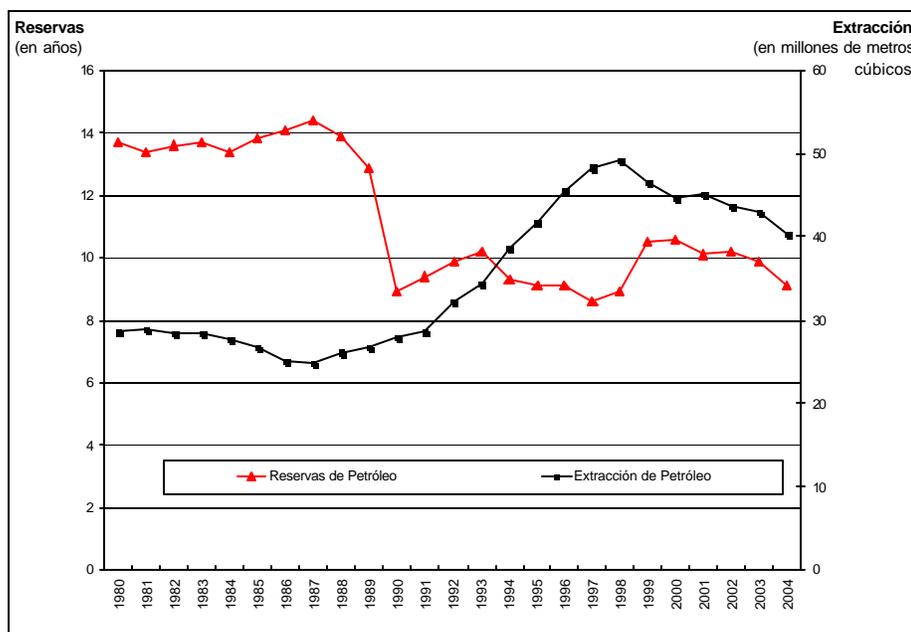
Hidrocarburo	Reservas (en millones de m3)	Extracción (en millones de m3)	Relación R/E (años)
PETRÓLEO	Certificadas = 368,9	40,4	9,1
	Certificadas + 50% de Probables = 444,4		11
GAS NATURAL	Certificadas = 534.217	52.317	10,2
	Certificadas + 50% de Probables = 648.798		12,4

Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación y USAL-IDICSO.

Como puede observarse, el horizonte de vida de las reservas petroleras disminuyó en forma significativa en un corto período de tiempo, al pasar de 14 años en 1988 a sólo 9 años en el 2004 (Gráfico N° 2)

⁶ Cabe advertir respecto de la precariedad de los procedimientos oficiales en materia de auditoria de reservas y la carencia de registros sistemáticos y confiables sobre las mismas. Siendo en este contexto de fragilidad institucional, que la principal empresa petrolera que opera en el país, anunció recientemente un importante ajuste a la baja de sus reservas declaradas.

Gráfico N° 2 Evolución de la extracción y del horizonte de vida de las reservas certificadas de petróleo, período 1980-2004

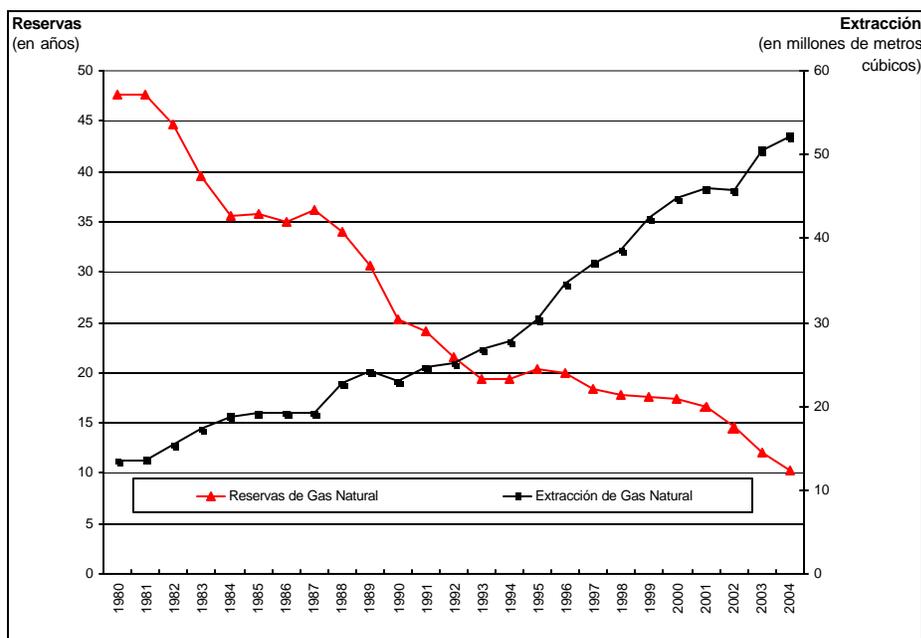


Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

En cuanto al gas natural, el ritmo de crecimiento de la extracción fue aún más intenso y se sostuvo en el tiempo. Por lo tanto, la media de extracción anual de gas en los ochenta fue de 18 mil millones de m³; cifra que aumentó a 31 mil millones en la década siguiente y llega actualmente a más de 52 mil millones (Gráfico N° 3).

Esta expansión fue el resultado de políticas activas de promoción al consumo interno, fundadas en el objetivo de promover la sustitución del petróleo por gas en la matriz de consumo energético del país. La presunción era que el país contaría con una disponibilidad futura cuasi ilimitada del recurso, situación complementada luego con la apertura exportadora a países limítrofes impulsada en los años noventa .

Gráfico N° 3 Evolución de la extracción y del horizonte de vida de las reservas certificadas de gas natural, período 1980-2004

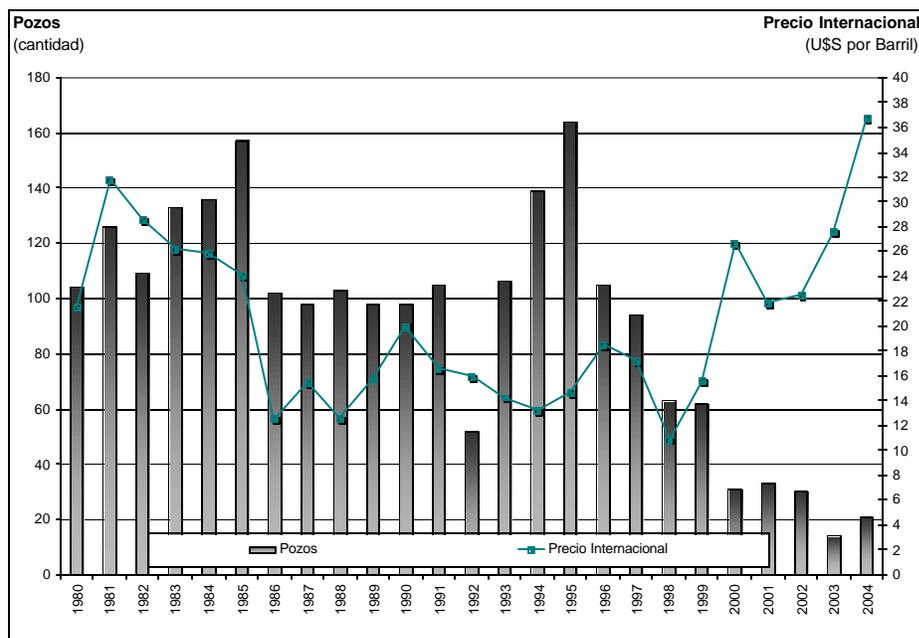


Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005).

Las **reservas certificadas de gas natural** se estiman en **534 mil millones de m³**, con lo que su **horizonte temporal sería de poco más de 10 años** (Cuadro N° 2 y Gráfico N° 3). No obstante, **de no incorporarse nuevas reservas y mantenerse el ritmo de extracción de gas, este horizonte se acortaría sensiblemente.**

Las actividades de exploración, por el contrario, no sólo no se intensificaron sino que experimentaron una marcada declinación, llegando a niveles prácticamente irrelevantes. Esto es así, en tanto el **número de pozos exploratorios** disminuyó de una media de 117 entre los años 1980/89, a 99 en el período 1990/99 y apenas 26 en el quinquenio 2000-04 (Gráfico N° 4).

Gráfico N° 4: Cantidad de pozos exploratorios y precio internacional del petróleo. Período 1980-2004



Fuente: En base a datos del IDICSO-USAL, Secretaría de Energía y IAPG (2005).

El reducido y preocupante nivel de las inversiones en exploración no puede atribuirse a la influencia de desestímulos provocados por bajos precios y/o pérdida de rentabilidad. ¿Por qué? En primer lugar, porque la disminución de los pozos de exploración se acentúa en una fase de precios en expansión. El precio internacional del WTI aumentó desde un piso de 11 u\$s por barril en 1998 a 35 u\$s en el 2004, continuando una tendencia ascendente que lo ubica por encima de los 60 u\$s (Cuadro N° 4). Segundo, la modificación del tipo de cambio redujo los costos de explotación en moneda local ampliando los márgenes de rentabilidad. Tercero, si bien se instrumentaron derechos a las exportaciones de hidrocarburos, su aplicación tiene un alcance parcial en cuanto a la determinación de los precios de referencia en el mercado doméstico como también respecto del precio neto en divisas percibido por las exportaciones⁷.

El hecho cierto es que las inversiones en exploración se redujeron a niveles mínimos en momentos en que la renta generada por la extracción de petróleo iba en sostenido incremento como resultado de la tendencia creciente de los precios. Según Kozulj (2005)⁸ la renta neta proveniente de la extracción de hidrocarburos registra en el

⁷ Para un tratamiento más detallado referidos al alcance de los derechos a las exportaciones de hidrocarburos, ver el Anexo 1.

⁸ Kozulj, Roberto (2005)

período 2004/05 un incremento en dólares superior a 130% respecto del promedio anual correspondiente a la década del noventa.

En el mismo sentido, una publicación reciente de la UNCTAD⁹ concluye que en Argentina la renta petrolera aumentó un 200,5% entre los años 1999 y 2004. De acuerdo a este documento, la renta petrolera “neta” (deducidos los costos de extracción) alcanzaría U\$S 7.100 millones en el 2004. De este total, el Estado argentino captaría poco más de 1/3 a través de los derechos de exportación, las regalías y el impuesto a las ganancias. Este porcentaje de participación estatal es inferior al registrado en años anteriores –por ejemplo, un 44,6% en 2001– al mismo tiempo que resulta significativamente menor a la participación que el Estado capta en otros países de América Latina, como Venezuela, México y Ecuador¹⁰.

Estos datos permiten afirmar que la retracción de las inversiones no se debe a desestímulos empresarios por pérdida o disminución de rentabilidad. Una explicación más plausible considera que la estrategia de expansión de las empresas se orientó al desarrollo de áreas con mayor potencial geológico ubicadas fuera de la Argentina. Paradójicamente, esta estrategia expansiva localizada fronteras afuera contó con financiamiento proveniente de la renta petrolera generada en el país ¹¹.

En este contexto, se entiende también el escaso apoyo empresario al proyecto gubernamental que pretendía promover nuevas inversiones en exploración a través de incentivos fiscales. Más bien, las empresas se manifestarían más interesadas en lograr una prórroga anticipada y sin término de los contratos de concesión actualmente vigentes.

Quedan expuestos aquí dos interrogantes fundamentales. Por un lado, la pregunta acerca de las posibilidades reales de desarrollo de nuevos yacimientos y la consiguiente expansión de las reservas de hidrocarburos. Por el otro, el interrogante de si las condiciones de riesgo y la recuperación de las inversiones resultan compatibles con la lógica propia de la rentabilidad empresaria o si, por el contrario, lleva a una redefinición del papel del Estado como participe directo de las actividades de exploración y explotación de los recursos.

⁹ UNCTAD (2005)

¹⁰ Ver Anexo 2.

¹¹ Cabe señalar que la vigencia de normas funcionales al desarrollo de esta estrategia empresaria, como ser el tratamiento excepcional que exime a las empresas petroleras de la obligación de liquidar en el mercado cambiario las divisas provenientes de la exportación.

4. Demanda y oferta de energía eléctrica

En Argentina, el origen principal de la demanda de hidrocarburos proviene del sistema de transporte y de generación de energía eléctrica¹². Asimismo, la diversificación de las fuentes de generación eléctrica presenta múltiples complejidades que guardan relación con indivisibilidades técnicas, escalas de producción, plazos de ejecución y volumen de las inversiones requeridas.

En este sentido, un primer aspecto a considerar es el acelerado ritmo de crecimiento experimentado por la demanda interna de energía eléctrica. Durante el período 1992/2005, esta demanda aumentó de 47.800 a 92.100 GWh, con una tasa del 5,2% anual acumulativa.

No obstante, el comportamiento no fue homogéneo a lo largo del período señalado. Así, entre 1992/98 la demanda de energía eléctrica creció a una tasa del 6% anual, por encima del 4,2% anual de incremento del PBI. Por su parte, en la fase recesiva 1998/2002, el ritmo de crecimiento de la demanda de energía eléctrica se desaceleró, aunque continuó registrando tasas positivas (2,4% anual) mientras el PBI se achicaba (- 5% anual). El nuevo ciclo de recuperación económica iniciado a partir del 2002 impulsó nuevamente la demanda de energía eléctrica a tasas cercanas al 7% anual (Cuadro N° 3 y Gráfico N° 5).

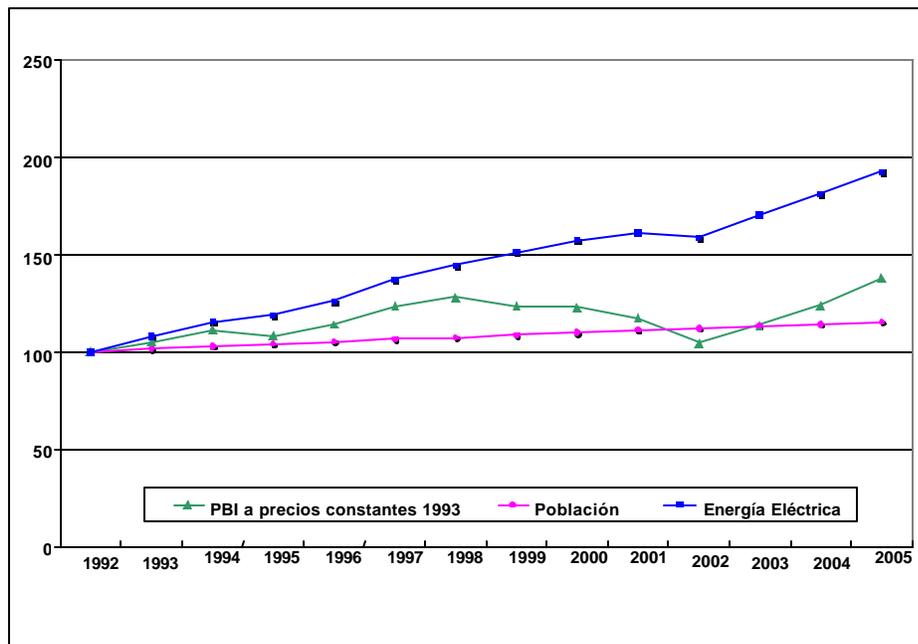
Cuadro N° 3: P.B.I y Demanda Interna de Energía Eléctrica. Tasas anuales acumulativas

Período	P.B.I	Demanda E. Eléctrica	Elasticidad Demanda E. Elec / PBI
1992/1998	4,2%	6,3%	1,5
1998/2002	(-) 5,0 %	2.4%	- 0,5
2002/2005	9,0%	6,7%	0,7
1992/2005	2,3%	5,2%	2,3

Fuente: En base a datos de la Sec. de Energía y del Min. de Economía.

¹² Las posibilidades de desarrollo de combustibles alternativos para el sistema de transporte, como es el caso del biodiesel o el etanol, se analiza más adelante.

Grafico N° 5: Evolución del PBI, Población y Demanda Interna de Energía Eléctrica. 1992 - 2005



Fuente: En base a datos del Ministerio de Economía, INDEC y Sec. de Energía.

La volatilidad del comportamiento económico y la intensidad de los ciclos ocurridos durante el período en observación, marcan también fuertes oscilaciones en los coeficientes de elasticidad de la demanda de energía eléctrica respecto del PBI. No obstante, cabe destacar que más allá de auges y depresiones, la demanda de energía eléctrica de largo plazo crece a tasas elevadas (5,2% anual entre 1992/2005). A su vez, en las fases de crecimiento económico, el ritmo se acelera y los coeficientes de elasticidad producto se ubican entre un valor mínimo de 0,7 y un máximo de 1,5.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica fue atendido, en mayor medida, por las inversiones que los operadores privados realizaron en la construcción de centrales térmicas y la entrada en servicio de Yacyretá en 1994. Con todo, el último generador de cierta importancia incorporado al sistema comenzó a operar en 1999. Desde entonces no se produjeron nuevas expansiones de la capacidad instalada de modo tal que el sistema eléctrico se encuentra en una situación operativa límite para atender la demanda máxima de generación bruta en horas pico¹³.

¹³ Rabinovich, Gerardo (2005).

SECCIÓN II:

ESCENARIOS PROSPECTIVOS DEL MERCADO ENERGÉTICO

El objetivo de esta sección es estimar de modo simple la evolución futura de la demanda de energía a mediano y largo plazo, para poder dimensionar, sobre sus resultados, los requerimientos de inversión necesarios para garantizar el adecuado abastecimiento energético. Las proyecciones realizadas toman en cuenta un horizonte temporal de dos décadas (2005/2025), tiempo considerado como mínimo para planificar adecuadamente las decisiones de inversión y concretar la ejecución de obras que, por sus características, suelen ser complejas y de larga maduración hasta su entrada en servicio.

Diseñar escenarios prospectivos de largo plazo supone operar con márgenes de incertidumbre y error. No obstante, se trata de ejercicios necesarios para orientar las políticas públicas y definir decisiones de inversión. Por otra parte, los ejercicios ensayados sólo pretenden brindar una aproximación estilizada acerca de los probables requerimientos futuros de expansión del sistema energético de la Argentina, elemento necesario para abrir líneas de análisis con respecto a los lineamientos básicos de una estrategia de desarrollo del sector energético.

Las proyecciones asumen que el país continuará en los próximos años con un sendero de crecimiento económico sostenido, aunque con tasas anuales en paulatino descenso respecto de las registradas en los últimos años, hasta ubicarse en un piso de largo plazo del 4% anual. Las hipótesis asumen que las tasas de crecimiento económico serían de 7 % para el año 2006, 6% en el año 2007, 5% para el 2008, 4,5% para el 2009 para fijarse, finalmente, en el 4% para el 2010 y los años siguientes.¹⁴

1. Energía Primaria

Como se señaló, la tasa de crecimiento de la demanda de energía primaria operó sistemáticamente por encima del ritmo de crecimiento económico global. De esta forma, se identificó un proceso de “intensificación” en la absorción de recursos energéticos, característica observada en la mayoría de las sociedades modernas.

El coeficiente de elasticidad energía primaria/PBI adoptado para las proyecciones es de 1,2 valor que se corresponde con el nivel medio registrado en el período 1990/03.

¹⁴ A modo de referencia, y como fundamentación de la hipótesis de crecimiento económico adoptada, cabe recordar que en el Mensaje de Elevación del Proyecto de Presupuesto 2006, el Poder Ejecutivo Nacional proyectaba tasas de incremento del PBI del 4% para el año en curso y 3,5% para los años 2007 y 2008. Por su parte, el BCRA (abril de 2006) acaba de difundir estimaciones que dan cuenta de un esperado del PBI de 7% para el 2006.

Como resultado de las señaladas hipótesis de crecimiento económico, se prevé que para el próximo quinquenio 2006/10, el consumo aparente interno de energía primaria aumentaría 36%. Como resultado del menor ritmo de crecimiento económico de largo plazo, la variación quinquenal se reduciría posteriormente a 26%. Claro que, en valores absolutos y no porcentuales, el volumen de energía total demandada continuaría en fuerte crecimiento.

Esto significa que, **de mantenerse sin modificaciones la estructura actual de la matriz energética**, se presentarán **presiones adicionales sobre las reservas de combustibles fósiles**. A modo de ejemplo, para el año 2010 la demanda interna de petróleo y gas tendría un incremento respecto de los niveles actuales de 18,4 millones de m³ y de 17.600 millones de m³, respectivamente. Esta evolución comprometería aún más el reducido horizonte de vida de las reservas de hidrocarburos y advierte acerca de la marca la necesidad de desarrollar una **estrategia de diversificación de las fuentes de energía en el país**.

2. Energía Eléctrica

La metodología utilizada para proyectar la demanda interna de energía eléctrica contempla dos escenarios alternativos. El primero (que por simplicidad, se denomina como de máxima) adopta como hipótesis un coeficiente de elasticidad respecto del PBI igual a la unidad. En el segundo escenario, (digamos, de mínima) se contempla un coeficiente de elasticidad menor: 0,7. En este último caso, la menor elasticidad de la demanda podría atribuirse al resultado de la aplicación de políticas eficaces para promover un uso más racional de la energía eléctrica.

En cuanto al ritmo de crecimiento de la economía se utilizan los mismos supuestos explicitados anteriormente; vale decir, crecimiento sostenido con tasas en paulatina declinación hasta llegar al 4% anual. Los datos referidos a la evolución esperada de la demanda interna de energía eléctrica se expresan en GW/h de generación. Para permitir una aproximación a los requerimientos de inversión, los valores proyectados en términos de demanda de generación se expresan luego como MW de potencia instalada.

En cuanto a la oferta, la metodología toma como punto de partida la capacidad instalada disponible al 2005, la que se considera representativa de una situación de plena utilización, considerando que la misma se encuentra en niveles de utilización próximos a sus límites operativos. Luego se incorporan los proyectos de generación eléctrica anunciados como compromisos firmes por parte de la Secretaría de Energía de la Nación. Más allá de los plazos previstos para la incorporación efectiva de estos proyectos al sistema eléctrico (2007/09), la diferencia entre la evolución de la demanda y la oferta

expresa la brecha de capacidad eléctrica instalada que se requiere cumplimentar a futuro.

Los proyectos en cuestión son los siguientes:

i) **Construcción de dos centrales de ciclo combinado.** Cada una de 800 MW de potencia instalada, a localizarse en el corredor Gran Buenos Aires - Rosario. Para concretar las obras se contempla un financiamiento conjunto del sector público e inversores privados. Para tal fin fue creado el FONINMEM (Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista). La puesta en servicio de estas centrales está prevista, en forma escalonada, para los años 2007/08.

ii) **Ampliación de Yacyretá.** Mediante un programa de elevación sucesiva de la cota de embalse que concluiría en el año 2008. La primera etapa prevé alcanzar la cota de 78 m.s.n.m. antes de fines del 2006, la segunda cota de 80 m.s.n.m en el 2007 y, por último, llegar al nivel definitivo de 83 m.s.n.m en el 2008. De esta forma la potencia instalada aumentaría en 730 MW¹⁵.

iii) **Finalización de la central nuclear Atucha II:** con una potencia instalada de 700 MW. Al momento de su interrupción, la obra tenía un estado de avance del orden del 80%. Se estima concretar la incorporación al sistema en el 2009, proyectándose el monto de inversión en unos \$ 1.400 millones.

Con todos estos elementos, los resultados de los ejercicios de proyección permiten señalar:

a) En el escenario de máxima (elasticidad/energía eléctrica = 1).

– Que de concretarse en los plazos previstos la puesta en servicio de los proyectos anunciados, la oferta de generación disponible permitiría atender el incremento esperado de la demanda en el próximo quinquenio, aunque **el sistema continuaría operando en niveles exigidos, muy próximos a su límite operativo.**

– Que en vista de ello, **resulta imperioso garantizar el cumplimiento estricto de los cronogramas anunciados para las obras.** Al mismo tiempo, cobra valor la **necesidad de promover la aplicación de políticas de gestión de la demanda sobre bases más efectivas y racionales** que las que actualmente se encuentran en

¹⁵ El dato refiere a la mitad del incremento de la potencia instalada puesto que se trata de un proyecto binacional. No obstante, en las proyecciones se considera el incremento total de la potencia tomando en cuenta la reducida demanda de energía eléctrica por parte del Paraguay.

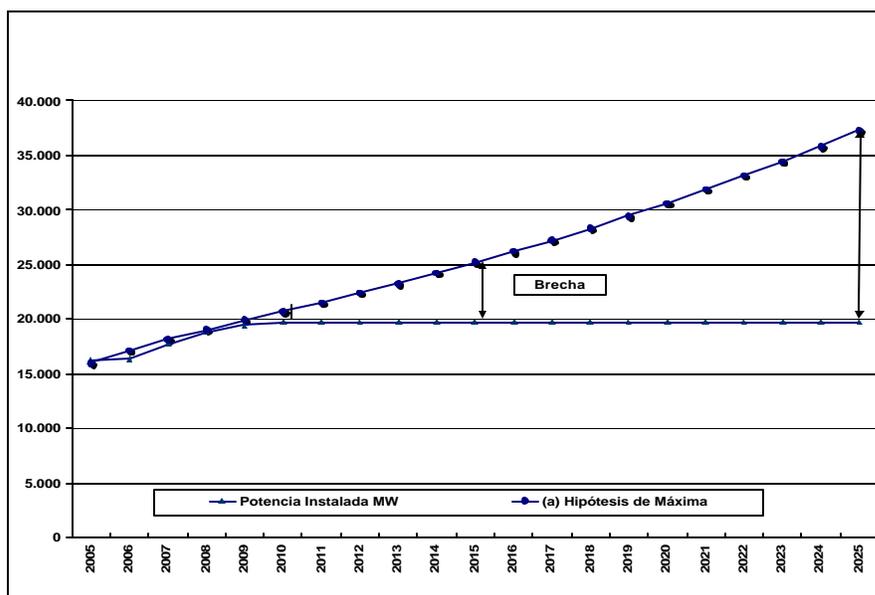
operación ¹⁶. La eficacia de estas políticas permitiría contar con algún mínimo margen de flexibilidad en cuanto al cumplimiento de los cronogramas de ejecución de los proyectos.

– Que a partir del 2010 y hasta el 2015, la evolución esperada de la demanda de energía eléctrica **exige expandir la potencia instalada en una escala anual promedio del orden de los 800 MW**.

– Que en los períodos siguientes el incremento de potencia instalada requerida para atender la demanda irá en progresivo aumento; alcanzando un promedio anual de 1.000 MW para el quinquenio 2015/20 y de 1.200 MW anuales hasta el 2025.

– En suma, además de los proyectos anunciados para ser incorporados en los próximos tres/cuatro años, resulta necesario concretar a futuro un programa de construcción de nuevas centrales eléctricas por un total de 17.000 MW entre el 2010/2025, volumen tal de inversión que significaría prácticamente duplicar la potencia firme de generación actualmente disponible en el sistema eléctrico (Gráfico N° 6).

Gráfico N° 6: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica (Hipótesis Máxima) y Brecha respecto de la Potencia instalada 2005 + Proyectos comprometidos - En Mw.



Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía y Cammesa.

¹⁶ El tema se desarrolla en el punto 4 de la Sección III

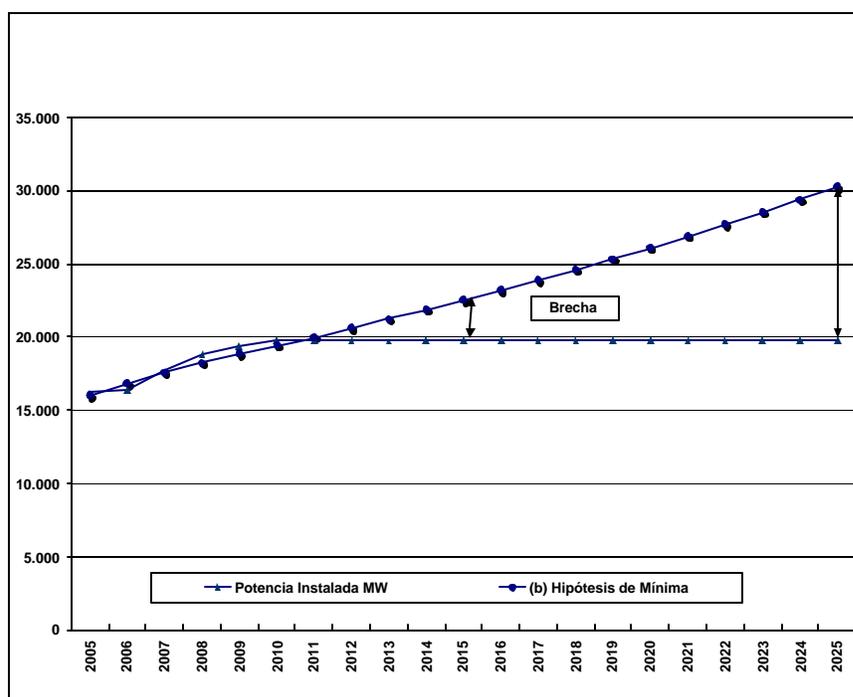
b) En el escenario de mínima (elasticidad/energía eléctrica = 0,7).

– Este escenario ofrece un mayor margen de seguridad operativa del sistema eléctrico en los próximos años, por cierto, en la medida en que se concreten los proyectos de obras anunciados.

– Los requerimientos de expansión de la capacidad instalada de generación para los periodos posteriores al 2010 son también más moderados, pero siguen exigiendo fuertes inversiones en nuevas centrales.

– Concretamente, en el quinquenio 2010/15 la media anual de nueva capacidad instalada sería del orden de 500 MW; aumentando luego a magnitudes anuales de 700 MW y 830 MW, en los quinquenios siguientes y hasta el 2025, respectivamente (Gráfico N° 7).

Gráfico N° 7: Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica (Hipótesis mínima) y Brecha respecto de la Potencia instalada 2005 + Proyectos comprometidos - En Mw



Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía y Cammesa.

Segunda Parte

LINEAMIENTOS PARA UNA ESTRATEGIA DE DESARROLLO ENERGÉTICO PARA LA ARGENTINA

Es evidente que la conformación actual de la matriz energética y la probable evolución de los mercados del sector imponen severas restricciones para sostener el proceso de crecimiento económico, ampliar el bienestar de la población y reproducir el medio ambiente en condiciones favorables. Esto obliga a reflexionar e identificar lineamientos básicos que permitan discutir una “estrategia de desarrollo energético” que oriente el cambio de las fuentes y usos de los recursos de la energía en el país.

Una estrategia de desarrollo energético, inmersa en una estrategia de desarrollo global para el país, debería integrar varios elementos de suma importancia: su papel como insumo productivo, como bien de consumo, como símbolo de soberanía económica y política, como recurso natural articulador de compromisos intergeneracionales, etc. Se debería encontrar una suerte de armonía, complementariedad y coherencia sistémica entre todos ellos.

La idea de desarrollo se vincula siempre con una serie de cambios que aumentan la complejidad del sistema en cuestión. Esa mayor complejidad es lo que define su capacidad para procesar de un modo más eficiente las alteraciones de su ambiente de referencia. Como se sabe, en el caso del sistema energético, ese ambiente es en la actualidad muy inestable, tanto por factores internos como externos, de índole técnico como político.

Dada las características de este trabajo, aquí sólo se abordará el problema de la modificación de la matriz energética, promoviendo el desarrollo de fuentes alternativas de generación y combustibles alternativos, como así también diferentes pautas de consumo y formas de organización de los mercados. Como toda estrategia, supone un proceso capaz de ser regulado pero no una planificación detallada y rígida. Se trata de definir ciertos rumbos dentro de los cuales existe flexibilidad atendiendo la totalidad de actores involucrados y el interés general.

La convicción de la cual se parte es que en la Argentina sigue ausente una estrategia de desarrollo energético como parte de una estrategia más amplia de desarrollo económico. En gran medida esto se debe a la notoria “debilidad” de las instituciones y de las normas regulatorias imperantes en el área. Por otro lado, se trata de un sector en el cual las inversiones y los procesos de cambio son fenómenos de gran escala y larga maduración, con un alto grado de incertidumbre.

Esto se percibe claramente en el tipo de respuestas que se ensaya (o anuncia) frente a la crisis energética: medidas tomadas de apuro, luego suspendidas o postergadas, y no pocas veces adoptadas en función de intereses particulares y no colectivos. **Si bien los problemas son urgentes, la urgencia no significa ignorar que no están en juego cuestiones de coyuntura sino otras profundamente estructurales.**

Con esta convicción, se propone aquí pensar esta estrategia sobre la base de tres bloques de lineamientos:

- i) Lineamientos para el desarrollo de fuentes alternativas de generación eléctrica.
- ii) Lineamientos para el desarrollo de combustibles alternativos.
- iii) Lineamientos para el desarrollo de un uso más racional de la energía.

Esta estrategia implica cambios en la actual organización de la institucionalidad vigente en el sistema de regulación y el funcionamiento de los mercados en el sector. Esto significa, entre otras cosas, una mayor responsabilidad en la planificación y gestión del desarrollo energético del país, para lo cual es necesario encontrar soluciones adecuadas para las restricciones que actualmente limitan su desempeño.

Dos cuestiones parecen esenciales en este aspecto. Por un lado, aumentar la captación de la denominada **renta petrolera**¹⁷ para tener **mayor capacidad de financiamiento**. Al mismo tiempo, es fundamental **fortalecer la capacidad de gestión estatal**, lo cual implica considerar cuestiones tales como la recuperación y la calificación de los planteles técnicos del área. En tercer lugar, se debería **reformular el marco jurídico-institucional que norma el funcionamiento del sector**, ya sea en lo referido a la normativa vigente como al funcionamiento de los entes encargados de la regulación del mercado.

¹⁷ Ver Anexo 2.

SECCIÓN III:**LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE FUENTES ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA****1. Introducción**

Los escenarios prospectivos desarrollados en la **Sección II** dan cuenta de la necesidad de concretar un volumen importante de inversiones destinadas a garantizar la expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica requerida por la demanda. La capacidad firme de generación eléctrica disponible se encuentra próxima a los límites operativos requeridos para garantizar la normal prestación del servicio.

Al mismo tiempo, la demanda de energía eléctrica crece a tasas sostenidas y se proyecta un rápido aumento en el futuro. Es por esta razón que se vuelve imperioso diversificar la matriz energética mediante el desarrollo de fuentes energéticas renovables.

En este contexto, el gobierno nacional anunció un conjunto de inversiones destinadas a incrementar la disponibilidad de energía eléctrica en el sistema, como también otras acciones destinadas a ampliar la capacidad de transporte en alta tensión. Tal como se aprecia en el Cuadro N° 4, las inversiones requeridas para la concreción de los proyectos de generación eléctrica anunciados habrán de exigir un importante esfuerzo financiero por parte del Estado: \$4.500 millones en poco más de un trienio. Magnitud a la que hay que sumar inversiones adicionales derivadas de la necesidad de ampliar el sistema de transmisión eléctrica y de transporte de gas natural.

Cuadro N° 4: Proyectos de generación eléctrica con compromiso de ejecución.
(millones de pesos)

Obra	Potencia Instalada	Año de Incorporación	Inversión Pública	Inversión Privada	Total
Centrales Ciclo Combinado	1600 MW	2007	1.400	1.200	2.600
Yacyretá	730 MW	2008	1.650	-	1.650
Atucha II	700 MW	2009	1.420	-	1.420
TOTALES			4.470	1.200	5.670

Fuente: En base a información de la Secretaría de Energía.

Por otra parte, las necesidades de expansión de la oferta de generación eléctrica y los consiguientes compromisos de financiamiento aumentarán considerablemente en los años posteriores a la entrada en servicio de los emprendimientos mencionados. Al respecto cabe advertir, en primer lugar, que en el caso de estos proyectos se trata de costos marginales o complementarios de inversiones ya realizadas, como es el caso de la elevación de la cota de Yacyretá o la conclusión de Atucha II. En segundo lugar, y según las proyecciones presentadas en la Sección anterior, para garantizar el normal abastecimiento de la demanda eléctrica será necesario incorporar potencia instalada con un ritmo anual entre 500 y 800 MW durante el quinquenio 2010/15, siendo esta una escala que aumenta sostenidamente para los años siguientes.

¿Cómo abordar estos desafíos? La experiencia argentina de los últimos años pone en evidencia que la conducta de los agentes privados que intervienen en el sector eléctrico es poco proclive a asumir compromisos de inversiones de gran escala y larga maduración, tal como típicamente son los emprendimientos hidroeléctricos y nucleares.

En la definición de la estrategia de inversiones influyen un conjunto variado de factores como: i) la magnitud de los recursos financieros a comprometer, evitando altas exposiciones del patrimonio empresario; ii) la disponibilidad de fuentes de financiamiento en el mercado local o internacional de capitales, en condiciones de costo y plazos de amortización compatibles con el flujo esperado de rentabilidad; iii) el período de inmovilización del capital hasta el momento en que el proyecto sea operativo y proporcione ingresos; iv) el grado de certidumbre respecto de la vigencia de las condiciones previstas en la evaluación económica y financiera del proyecto durante el período de construcción y explotación.

La influencia de estos múltiples factores explica parte de un dato preocupante: los agentes privados que ingresaron al mercado eléctrico con la desregulación normativa del sector, orientaron sus aplicaciones de fondos hacia inversiones de menor escala y maduración más corta. En consecuencia, la ampliación de la potencia instalada del sistema se concentró preferentemente en la construcción de centrales térmicas de ciclo combinado. Otros factores también contribuyeron a fortalecer este tipo de práctica, como la presunción dominante de contar con una amplia disponibilidad de gas natural a bajo costo y la posibilidad de adquirir equipamiento importado de bajo costo por el subsidio implícito derivado del retraso cambiario durante la vigencia de la regla de Convertibilidad.

En parte, estas condiciones se modificaron antes y después del estallido de la crisis de finales del 2001. Antes, por el cambio de las expectativas de los agentes económicos frente a los crecientes desequilibrios macroeconómicos manifestados por el

régimen económico de la convertibilidad. Luego, por la devaluación y las medidas de emergencia destinadas a contener su impacto sobre la estructura de precios y tarifas. En consecuencia, tuvo lugar una **marcada retracción de las inversiones, que colocó al sistema de generación eléctrica al límite de su capacidad operativa.**

Para evitar el colapso del sistema en el corto plazo, como se describió inicialmente, el Estado asumió un rol más activo, a fin de garantizar la expansión de la potencia instalada de generación. De esta forma, se anunciaron inversiones directas en obras inconclusas, postergadas o suspendidas largo tiempo atrás (Atucha II, Yacretá) y el armado de un esquema de co-financiamiento estatal para concretar la construcción de dos centrales térmicas de ciclo combinado.

Con todo, **estas decisiones son una mera respuesta coyuntural frente a los riesgos de colapso del sistema eléctrico, pero no implican una redefinición estratégica en el sector ni tampoco lineamientos acerca del desarrollo futuro de la generación eléctrica.** Mucho menos a la luz de los cambios en el ambiente de referencia que orienta algunas políticas en el pasado.

En tal sentido, distintos análisis señalan un cambio sustantivo en las condiciones que orientaron la expansión del sistema en la década anterior, en particular aquellas que **privilegiaron las inversiones en generación térmica a partir de la abundante disponibilidad de gas natural a bajo precio.** En la actualidad (y todo indica que también a futuro), las condiciones han cambiado al punto de que Argentina está importando gas de Bolivia, país que está inmerso en un profundo cambio político de consecuencias aún poco claras.

La situación es, a todas luces, precaria. Si bien el gas importado representa un porcentaje muy bajo del consumo en el país, el tema está vinculado más a cuestiones políticas y comerciales que a una estrategia en la materia. La decisión tiene más que ver con una cuestionable lectura acerca de la disponibilidad abundante de gas en Bolivia y la saturación de transporte desde los yacimientos argentinos en el sur, como así también a una poco clara política de alianzas comerciales con fines políticos. **Más allá del rumbo que se tome en estas cuestiones políticas, lo cierto es que la estrategia de desarrollo energético del país no puede depender de estas circunstancias.**

La cuestión pasa más bien por redefinir la política de hidrocarburos en el orden local y por proponer fuentes alternativas de energía. En el primer caso se trata de redefinir las condiciones operativas de captación y uso de la llamada **renta petrolera**, en el segundo caso de definir mecanismos de promoción articulada para aumentar la competitividad a las **fuentes de energía renovables.**

El inconveniente principal para el desarrollo de fuentes de energía renovables es que en general (y particularmente en el caso de la energía hidroeléctrica y nuclear) se trata de emprendimientos que requieren altos niveles de inversión inicial. Sin embargo, los aspectos positivos son muy importantes. Así, siendo el principal componente del costo de generación la amortización de capital, estos emprendimientos permiten mayor certeza de los precios de provisión del suministro eléctrico en la medida en que no dependen de fuentes de energía sometidas a mercados altamente volátiles. Por último, ofrecen condiciones medioambientales más favorables.

Esto sugiere encarar una estrategia de doble vía. Por un lado, atender el desarrollo de dos fuentes de energía renovables en las que el país tiene una amplia experiencia y donde es necesario realizar fuertes inversiones para dar garantizar saltos cuantitativos importantes en la planificación futura de la capacidad de generación de energía: **la hidroelectricidad y la energía nuclear**. Por otro, se trata de promover otras fuentes renovables sobre las que hay menor experiencia pero que están teniendo un impulso muy potente en otros países: **la energía eólica**.

2. Hidroelectricidad

Pese a contar con recursos naturales aptos para la generación hidroeléctrica, la Argentina explota sólo una reducida proporción de los mismos. En efecto, de un potencial hidroeléctrico que se estima en alrededor de unos 150.000 GW/año, se utiliza actualmente menos de la cuarta parte.

Sin embargo, al observar más detalladamente este potencial encontramos que una fracción importante de los aprovechamientos ofrece potencias inferiores a los 100 MW. Estos niveles de potencia son aptos para atender demandas locales o regionales, pero son muy limitados para generar capacidad excedente con el fin de abastecer la creciente demanda de electricidad de los grandes centros de consumo.

La Secretaria de Energía de la Nación cuenta actualmente con un listado preliminar de proyectos hidroeléctricos que, basándose en la información disponible, ofrecerían mayores perspectivas para su desarrollo. De concretarse, este conjunto de proyectos significaría un aporte en términos de potencia instalada de 10.500 MW y una capacidad anual de generación eléctrica aproximada de 50.000 GW/h. De este total, los proyectos que por su escala¹⁸ podrían contribuir de manera significativa al sostenimiento de la demanda futura del sistema interconectado nacional constituyen un número muy reducido; sin embargo, representan un aporte de potencia instalada superior a los 6.000 MW (Cuadro N° 5).

¹⁸ Por ejemplo, de más de 600 MW de potencia.

Cuadro N° 5: Principales Proyectos Hidroeléctricos

Región	Provincia	Central	Río	Potencia MW	Generación GWh
Norte Grande	Misiones	Corpus	Paraná	1.450	9.500 (1)
	Corrientes	Itati-Itacora	Paraná	830	5.650 (1)
	Corrientes	Garabí	Uruguay	750	3.600 (2)
Cuyo	Mendoza	Cordón del Plata I	Mendoza	850	2.270
	Neuquén	El Chihuido	Neuquén	850	2.400
Comahue	R.Negro/Neuquén	Michihuaio	Limay	620	2.870
Patagonia	Santa Cruz	Condor Cliff	Sta Cruz	750	3.000

(1) Binacional con Paraguay, se considera la mitad de la potencia y la energía.

(2) Binacional con Brasil, se considera la mitad de la potencia y la energía.

Fuente: Juan Meira (2005)

En general, se trata de proyectos de larga data y que cuentan con diseños y evaluaciones con algún grado de avance. Aunque deben ser revisados y actualizados en su totalidad, tanto en aspectos referidos a ingeniería y diseño como también en los económicos y financieros. Por ejemplo, los emprendimientos hidroeléctricos de Corpus y Garabí, precisamente dos de los proyectos más importantes, son demostrativos del impacto negativo resultante de políticas públicas erráticas y contradictorias: pese a que las etapas de anteproyecto a nivel de prefactibilidad estaban concretadas hacia fines de los años setenta, y que a fines de la década siguiente se había llegado a nivel de proyecto ejecutivo, actualmente se encuentran en proceso de revisión y actualización¹⁹.

La orientación de la política energética de los noventa no tuvo en cuenta el desarrollo de nuevos emprendimientos hidroeléctricos, y esta situación se reflejó en escasos o nulos avances respecto de los estudios de factibilidad y el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos. Más aún, tuvo lugar una drástica desarticulación de organismos y equipos técnicos, con la consiguiente pérdida de información y desactualización de los proyectos.

Con el propósito de corregir estos problemas la Secretaría de Energía procedió a licitar consultorías para elaborar un manual de procedimientos adecuado y así determinar los costos de construcción de los aprovechamientos hidroeléctricos. El objetivo es disponer de un instrumental homogéneo para la evaluación posterior de los proyectos. Al

¹⁹ De Dicco, Ricardo (2003)

mismo tiempo se anunciaron compromisos de trabajo para la elaboración y actualización del catálogo de proyectos hidroeléctricos, cuya primera etapa se concretaría en el presente año 2006 y debería finalizarse en el 2007. Se estima que recién para entonces se estaría en condiciones de disponer de una nómina de proyectos debidamente actualizados y evaluados con criterios homogéneos, de manera tal de proceder a la definición de las prioridades y anunciar finalmente el programa de obras hidroeléctricas.

Teniendo en cuenta la complejidad propia de este tipo de emprendimiento, la escala de inversión y el período de maduración hasta su puesta en servicio, es fácil comprender la necesidad de acelerar los plazos anunciados o, al menos, de evitar nuevas demoras en los cronogramas establecidos y la definición de las prioridades. En este último aspecto, cabe advertir que no se trata sólo de decidir **la concreción de algún proyecto** sino de **determinar un verdadero programa de obras, pautado en el tiempo e inscripto en una estrategia de desarrollo energético de largo plazo** que garantice la **expansión requerida en la oferta de energía eléctrica y cambios en el perfil de la matriz energética**.

3. Energía Nuclear

Argentina tuvo un lugar destacado en el desarrollo de la energía de origen nuclear. Hace medio siglo contaba ya con un organismo especializado en la materia: la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), creada con el objetivo inicial de desarrollar especialistas e investigadores en el tema.

Los avances alcanzados permitieron al país ser el primero en América Latina en contar con una central nucleoelectrica en operación: Atucha I (CNA-I) -de 357 MWe de potencia bruta instalada- que se conectó por primera vez al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en 1974. Casi una década después (en mayo de 1983) tuvo lugar la inauguración de la segunda central nuclear en Embalse Río Tercero - (CNE) de 648 MWe de potencia bruta instalada. Ambas centrales registran un desempeño muy positivo en cuanto a índices de carga y eficiencia, reflejo del nivel de los recursos humanos que las opera y mantiene.

En Julio de 1981 comenzó la construcción de una tercera central nuclear, Atucha II -(CNA-II) de 749 MWe de potencia bruta (692 MWe netos)- cuyo desarrollo resultó primero demorado por restricciones presupuestarias, y posteriormente interrumpido en el contexto de las reformas que fueron aplicadas durante los años noventa. En rigor de verdad, en este período se llevó a cabo una política orientada a la desarticulación de la actividad nuclear en el país y el abandono de la generación eléctrica de este origen. En consecuencia, el aporte de las centrales nucleares al SADI se redujo a la mitad, pasando

de representar un promedio anual de 15% entre los años 1984/91 a una media de 8,5% en el trienio 2002/04.

En mayo del 2004 la Secretaría de Energía de la Nación anunció la decisión de reactivar el proyecto Atucha II y concretar su puesta en funcionamiento en el año 2009. Indudablemente, para que así ocurra será necesario no sólo garantizar la disponibilidad de los recursos financieros requeridos, sino también resolver los complejos problemas organizativos, tecnológicos y contractuales derivados de una obra iniciada hace 26 años e interrumpida por más de 12 años. Adicionalmente, la empresa Siemens que operaba como contratista de la obra proveyendo servicios, suministros y transferencia de tecnología abandonó la actividad nuclear en el mundo. En agosto de 2005 se dispuso que Núcleo-eléctrica Argentina (NASA) tenga a su cargo la ejecución de Atucha II²⁰.

No obstante, la decisión de reactivar la construcción de la planta parece más **una respuesta coyuntural frente a la severa restricción de la oferta eléctrica** que parte de una estrategia de desarrollo energético que contemple un impulso decidido al desarrollo de la actividad nuclear y la consiguiente construcción futura de nuevas centrales nucleares. Más aún, con el solo objetivo de sostener la actual participación de la energía nuclear resulta necesario **“decidir a la brevedad (sobre la factibilidad de) modernizar las centrales CND-I y de Embalse, y obtener autorización regulatoria para prolongar la operación aún más allá de la vida útil teórica, lo cual debe programarse con antelación”**²¹.

Una decisión de este tipo implica encarar un debate amplio, racional y objetivo acerca de las ventajas y los inconvenientes que la reanudación del desarrollo nuclear pueda implicar. Ente los aspectos positivos, cabe considerar en primer lugar la imperiosa necesidad de modificar el perfil hidrocarburo dependiente de la matriz energética del país.

Precisamente esta necesidad ha llevado a que en **los últimos años un número significativo de países adoptara estrategias que procuran incorporar o ampliar el componente nuclear de su matriz energética**. Conforme señala la *Internacional Atomic Energy Agency*, en el año 2005 se inició la construcción de 3 plantas nucleares (Finlandia, China y Pakistán) con una capacidad instalada prevista de 2.900 MWe; emprendimientos que se suman a otras 26 que se encuentran en proceso de construcción. También en el curso del pasado año entraron en operación 8 nuevas plantas núcleo-eléctricas con una capacidad de 8.000 MWe, localizadas en Japón (4), Rusia, Ucrania, India y Corea del Sur.

²⁰ NASA es la empresa a la que se transfirió en 1994 la operación de las centrales nucleares en actividad (Atucha I y Embalse).

²¹ Palamidessi, Hugo (2005), negrita del autor.

De esta forma, se encuentran actualmente en operación en el mundo cerca de 450 plantas nucleares con una capacidad instalada total de 370.000 GWe .²²

Un segundo factor positivo que suele señalarse es el **alto rendimiento registrado por las dos centrales nucleares argentinas a lo largo de su historial productivo**. Dicho rendimiento se refiere no sólo a los altos índices de disponibilidad y confiabilidad de las centrales, sino también a cuestiones ambientales por cuanto no emiten gases de efecto invernadero, lluvia ácida o deterioro en la capa de ozono.

No obstante, un elemento controvertido y que requiere una consideración especial es la disposición y seguridad de los residuos nucleares. Si bien se sostiene que en más de tres décadas de operación de Atucha I todos los elementos combustibles usados se encuentran almacenados en forma segura en la misma central se trata de un factor crítico y de alta sensibilidad para las organizaciones ambientales y la sociedad en su conjunto.

Otro aspecto que es preciso considerar es la **seguridad en cuanto a la disponibilidad futura de combustible nuclear**. En este sentido, y habiéndose explorado una parte menor del territorio del país, se han estimado existencias certificadas del orden de 11.000 toneladas de uranio, un nivel que es considerado suficiente como para cubrir las necesidades de cuatro centrales nucleares por 60 años de vida útil cada una. No obstante, y atento al carácter estratégico de este recurso para el desarrollo energético del país, **resulta aconsejable la adopción de normas regulatorias de carácter protectivo que eviten poner en riesgo estas reservas**.

El horizonte de vida de las reservas uraníferas se basa en el uso de reactores de uranio natural y agua pesada, y con ciclo de combustible abierto. Si se utilizara uranio ligeramente enriquecido y con un ciclo de combustible cerrado con reprocesamiento, dichas reservas se multiplican 2,3 veces por cada ciclo de reprocesamiento, cubriendo las necesidades de nuestro país por varios cientos de años con la ventaja de reducir apreciablemente el volumen de residuo radioactivo a procesar y almacenar.²³ En este sentido, cabe señalar que Argentina dispone de la tecnología necesaria para lograr la meta de llegar a un ciclo de combustible autónomo que abarque todas las etapas del ciclo cerrado mencionada antes.

En consecuencia, la decisión de impulsar el desarrollo nucleo-eléctrico del país tendiente a concretar una mayor participación de la energía nuclear en la matriz energética requiere de **acciones sistemáticas** y el **diseño de una estrategia integrada** que contemple medidas concretas en cuestiones tan diversas como:

²² Ver: www.iaea.org/programme.

²³ Fernandez Franzini, Alfredo (2005)

- i) La exploración, evaluación y preservación de las reservas de uranio.
- ii) La ampliación y capacitación de los recursos humanos.
- iii) El estímulo a la investigación tecnológica
- iv) El fortalecimiento institucional y financiero de organismos como CNEA e INVAP.
- v) La promoción de la industria nacional proveedora de equipos e instrumentos.

En esta dirección, se señala como elementos válidos de una estrategia de desarrollo nuclear, el **impulso a la tecnología argentina de reactores de potencia**, como sería el caso de los reactores de cuarta generación CAREM (Central Argentina de Elementos Modulares). Para ello sería necesario concretar la realización de un **primer prototipo** de 27 MWe, que permitiría confirmar y probar los conceptos de diseño teórico y ensayos de elementos y conjuntos individuales realizados hasta ahora tales como: elementos combustibles, mecanismos de accionamiento de los controles de reactividad y otros que necesitan ser probados en conjunto para confirmar los parámetros dinámicos teóricos.

Con posterioridad, y afirmadas las previsiones favorables, sería factible encarar la construcción de un prototipo de 300 Mwe; el cual constituye un módulo de tamaño adecuado a las necesidades del país, así como también de otros países de desarrollo similar. Esto permitiría abrir interesantes perspectivas para la exportación de esta tecnología, como ya ha ocurrido con los reactores experimentales y de investigación exportados por INVAP SE a países como Perú, Argelia, Egipto y Australia.

Este tipo de desarrollos tecnológicos orientados por el objetivo de diversificación de la matriz energética ofrecen también perspectivas favorables para impulsar el desarrollo de industrias locales proveedoras de insumos, crear nuevos proveedores calificados y generar externalidades positivas en otras áreas tecnológicas de punta.

4. Energía Eólica

La generación eólica de electricidad tiene todavía en el mundo una escasa significación: algo menos del 1% del total. Sin embargo, desde mediados de la década pasada registra un verdadero salto exponencial presentando en estos últimos años las tasas de crecimiento más altas entre las distintas fuentes energéticas.

Así, mientras en 1995 apenas se contaba con 5.000 MW de potencia instalada eólica en el mundo. Hacia 1999 se llegaba a 13.912 MW y para 2003 la capacidad

instalada eólica llegó a 40.301 MW, con una tasa media anual de crecimiento superior a 30% entre 1999/2003. La dinámica fuertemente expansiva continúa manifestándose y se estima que para fines de 2005 se habrían superado de manera holgada los 60.000 MW de potencia instalada eólica.

Entre los factores que explican el impulso de la energía eólica se encuentra la incertidumbre respecto de la disponibilidad futura (y consiguientemente, los precios) de hidrocarburos, la preocupación por el cambio climático y los adelantos tecnológicos que han permitido una sostenida reducción en los costos de los equipos eólicos y mejores rendimientos. Paralelamente, algunos países implementaron un conjunto de políticas públicas activas tendientes al desarrollo y promoción del sector.

En general, **las políticas contemplan tres ejes centrales:**

- i) Acciones orientadas a promover **la investigación y el desarrollo tecnológico** en la materia.
- ii) Acciones encaminadas **al desarrollo de una industria local proveedora de partes y equipos.**
- iii) Acciones de **apoyo a la instalación y operación de equipos eólicos de generación de electricidad.** En este caso, mediante **líneas de crédito** con tasas de interés preferencial y plazos extendidos para las inversiones; así como distintos esquemas de subsidio tendiente a mejorar la competitividad respecto de otras fuentes de generación eléctrica.

Los países de Europa y los EE.UU. lideran este proceso expansivo. Como se observa en el Cuadro N° 6, en el año 2003 más del 80% de los 40,3 miles de MW de capacidad instalada eólica mundial se concentraba en cuatro países: Alemania (36%); España (16%); EE.UU. (16%) y Dinamarca (13%). Entre 2003 y 2005, Alemania aumentó su capacidad instalada en 26%, España 56% y los EE.UU. en 44%, permaneciendo estos tres países como líderes mundiales en generación de electricidad eólica. El impulso experimentado por estos dos países europeos ha permitido que la meta establecida en el año 2000 para alcanzar en el 2010 resultara superada en 500 MW ya a mitad de la década. En el caso de Alemania, la generación eólica representa ya un 4% del suministro total de electricidad del país y tiene fijada como meta oficial llegar al 10% en los próximos cuatro años.²⁴

²⁴ El parque de energía eólica instalado en Alemania tiene una dimensión equivalente a la capacidad instalada eléctrica total de la Argentina.

Otra referencia significativa es la creciente importancia de la energía eólica en algunos países asiáticos. Especialmente el caso de la India, que en los últimos dos años duplicó su capacidad instalada alcanzando 4.430 MW en el 2005 y desplazando así a Dinamarca del cuarto lugar en el ranking mundial. También Japón y China muestran un interesante ritmo de expansión de las inversiones en el sector.

Cuadro N° 6: Evolución de la Capacidad Instalada Eólica (en MW) - Años 1999/2003

PAISES	1999	2000	2001	2002	2003
Alemania	4.072	6.113	8.753	12.560	14.612
España	1.722	2.402	3.335	4.951	6.420
EE.UU.	2.502	2.555	4.245	4.658	6.361
Dinamarca	1.733	2.297	2.417	2.921	3.076
India	1.077	1.220	1.507	1.861	2.125
Holanda	428	448	483	812	938
Italia	277	424	682	785	922
Japón	68	142	357	486	761
Gran Bretaña	356	340	399	586	759
China	300	340	399	468	571
Resto del Mundo	1.397	2.099	2.264	1.949	3.756
TOTAL	13.932	18.449	24.927	32.037	40.301

Fuente: García J.M. (2005).

La propia dinámica del cambio tecnológico genera mecanismos que tienden a incorporar nuevas áreas. La mayor potencia de las nuevas turbinas eólicas y su mejor rendimiento están generando en Alemania, por ejemplo, un fenómeno de “repowering” de los parques eólicos mediante el reemplazo de partes y equipos. El resultado es un fenómeno de desplazamiento de molinos con pocos años de funcionamiento, que las empresas proveedoras reciclan y procuran comercializar en países de desarrollo eólico incipiente, como es el caso de países de Europa del Este, Asia y América Latina.

Argentina, por su parte, **cuenta con condiciones muy favorables para el desarrollo de la generación eléctrica de origen eólico**. Fundamentalmente, por cuestiones tales como:

- i) Extensas regiones con alta intensidad de vientos. Tal el caso de la región patagónica, en donde se registran -a 50 metros de altura- vientos con velocidades medias del orden de 10 metros por segundo.

ii) Altos estándares de rendimiento eléctrico con factores de carga cuyo coeficiente puede alcanzar niveles en torno a 0,4; cuando la media internacional se ubica entre 0,23 y 0,26.

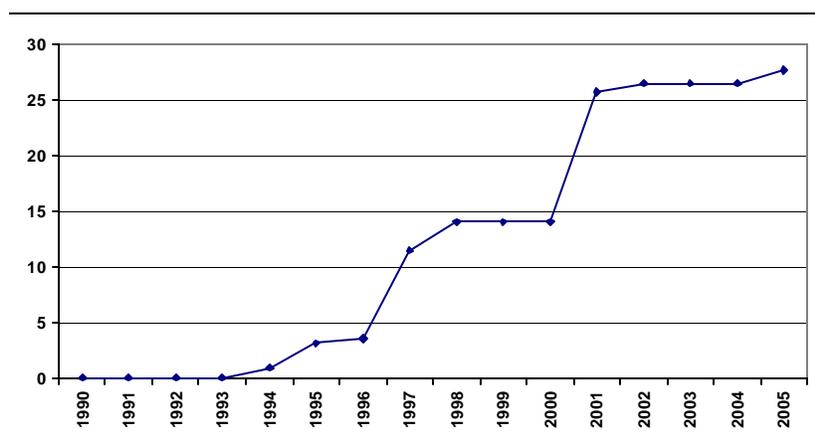
iii) Baja densidad de población en la región patagónica (2,2 habitantes por Km²), lo cual permite disponer de grandes áreas para el emplazamiento de parques eólicos sin afectación de las condiciones estéticas de los aglomerados urbanos o los recursos paisajísticos.

iv) Estructura productiva con aptitud para la fabricación del tipo de equipos pesados requeridos por estas instalaciones.

v) Conocimiento científico-tecnológico avanzado en la materia, tanto en recursos humanos calificados como en empresas (caso INVA P, IMPSA), que cuentan con desarrollos avanzados en prototipos de turbinas de alta tecnología.

Sin embargo, el desarrollo alcanzado hasta el momento por esta fuente de energía renovable es muy reciente y de escasa magnitud. Como se observa en el Gráfico N° 6, la capacidad instalada actual no llega a 30 MW, lo que corresponde (casi totalmente) a inversiones concretadas en el curso de la última década. A mediados de los años noventa la actividad cobró cierto impulso concretándose la instalación de parques eólicos de relativa baja potencia, todavía con un carácter casi experimental. Los resultados obtenidos alentaron iniciativas de mayor escala, como el emprendimiento llevado a cabo por la Cooperativa de Comodoro Rivadavia que en 1997 instaló 8 equipos eólicos con una potencia conjunta de 6 MW.

Gráfico N° 6: Evolución de la potencia eólica instalada (en Mwe). Años 1990/2005



Fuente: En base a datos de García J.M. (2005).

La situación ofrece algunas señales positivas de cambio a partir del último año. Por un lado, se encaró la **elaboración de un mapa eólico nacional**; elemento indispensable para evaluar la efectividad de los recursos existentes y orientar las decisiones de inversión. Por otro lado, el Poder Ejecutivo Nacional expresó la decisión de encarar un programa de inversiones destinadas a ampliar la capacidad instalada eólica en el país. En este contexto, se anunció el proyecto Vientos de la Patagonia I, emprendimiento compartido entre la provincia de Chubut, el gobierno nacional, ENARSA y el Centro Regional de la Energía Eólica (CREE). Conforme los anuncios, en el curso del presente año estaría concretada la instalación de 60 MW (prácticamente el doble de la capacidad total actual) en la localidad de Pampa Salamanca, en las proximidades de la ciudad de Comodoro Rivadavia (Provincia de Chubut)²⁵.

Al mismo tiempo, están en gestión avanzada proyectos de instalación de parques eólicos en el norte de la provincia de Santa Cruz y en la provincia de La Rioja que cuentan con participación de empresas nacionales como proveedoras de equipos: INVAP, en el primer caso, e IMPSA en el segundo de los proyectos mencionados.

El creciente interés despertado por este tipo de energía alternativa se reflejó en la sanción de normas legales de promoción. En 1998 se dictó la Ley N° 25.019 y el posterior decreto reglamentario N° 1597/99 disponiendo el otorgamiento de un subsidio de \$ 0,01 por KW/h de energía eólica que se enviara al mercado eléctrico mayorista o al servicio público.

Este mecanismo fue replicado luego en el ámbito provincial. En la Provincia del Chubut, la Ley N° 4.389 dispuso una retribución de \$ 0,005 KW/h eólico generado, y en la Provincia de Buenos Aires, mediante la Ley N° 12.603 dictada en el año 2000, se fijó un subsidio similar al régimen nacional junto con la exención por 10 años del impuesto inmobiliario y el establecimiento de líneas de crédito preferencial, esta última medida no careció de alcance práctico.

En otras palabras, la estrategia de promoción del sector se redujo prácticamente a **un único instrumento: el otorgamiento de un subsidio por unidad de energía eólica generada. Esta política no parece ser suficiente e incluso la más adecuada. ¿Por qué?** Porque el principal elemento determinante del costo de producción es la amortización de la inversión. Si a esto se suma la inadecuación de las líneas de crédito disponibles y la debilidad estructural de los agentes económicos involucrados (pequeños municipios y cooperativas de servicios), se comprende el escaso número de proyectos concretados y la

²⁵ De acuerdo al cronograma oficial en marzo de 2006 tendría lugar la selección de la empresa adjudicataria.

lenta maduración de los mismos en un contexto, además, de profunda inestabilidad política y económica²⁶.

Mas allá del avance auspicioso que significan las medidas y anuncios hasta aquí conocidos, para lograr un salto cualitativo y cuantitativo del sector es preciso contar con una estrategia de desarrollo que fije **metas definidas de inversión y que disponga de un conjunto más amplio y articulado de instrumentos de promoción**. En este sentido, el subsidio por unidad generada actualmente vigente tiene un alcance limitado, tanto por **el desajuste producido por la inflación** como también por cuanto **deja de lado el principal problema: el alto costo de la inversión en equipos con relación a los costos variables de producción**.

En consecuencia, deben contemplarse acciones tendientes a **aliviar la carga financiera** resultante de los **altos costos fijos de instalación**. Ello se lograría mediante:

- i) Líneas de crédito especiales, diseñadas con tasas de interés y plazos adecuados para las características de estas inversiones.
- ii) La participación directa del Estado mediante aportes de capital que reduzcan la exposición financiera de los proyectos.
- iii) Otros estímulos complementarios deberían orientarse a la promoción de una industria local proveedora de equipos de generación eólica, así como también a la difusión de externalidades positivas mediante estímulos a la investigación y al desarrollo tecnológico.

²⁶ Tal el caso de una nueva ampliación llevada a cabo por la Cooperativa de Comodoro Rivadavia (2001) y la Cooperativa de Gral. Acha, entre 2002 y 2004 (ver Cuadro N° 7).

Cuadro N° 7: Parques eólicos: localización, potencias, fecha de apertura y operador

Localidad	Provincia	Puesta en marcha	Potencia total (Kw)	Detalle de máquinas (Kw)	Vel. media anual (m/s)	Propietario / operador	Denominación
Río Mayo	Chubut	2/90	120	4 x 30	8,2	DGSP. Pcia. Chubut	Fuera de Servicio
Comodoro Rivadavia	Chubut	1/94	500	2 x 250	9,4	PECORSA	P.E. Comodoro Rivadavia
Cutral Co	Neuquén	10/94	400	1 x 400	7,2	COPELCO Coop. Ltda.	P.E. Copelco
Pehuen Co	Bs. Aires	2/95	400	1 x 400	7,3	Coop. eléctrica de Punta Alta	P.E. Centenario
Pico Truncado	Sta. Cruz	5/95	1.000	10 x 100	9,6	Mun. de Pico Truncado	Desmantelado
Tandil	Bs. Aires	5/95	800	2 x 400	7,2	CRETAL Coop. Ltda.	P.E. Cetral
Rada Tilly	Chubut	3/96	400	1 x 400	10,2	COAGUA Coop. Ltda.	P.E. Rada Tilly
Comodoro Rivadavia	Chubut	9/97	6.000	8 x 750	9,4	SCPL Com. Riv.	P.E. Antonio Morán
Mayor Buratovich	Buenos Aires	0/97	1.200	2 x 600	7,4	Coop. eléctrica M. Buratovich	P.E. Mayor Buratovic
Darregueira	Bs. Aires	9/97	750	1 x 750	7,3	CELDA Coop. Ltda	P.E. Hércules
Punta Alta (Bajo Hondo)	Bs. Aires	12/98	1.800	3 x 600	7,8	Coop. eléctrica de Punta Alta	P.E. Centenario
Claromecó	Bs. Aires	12/98	750	1 x 750	7,3	Coop. eléctrica de Claromecó	P.E. Claromecó
Pico Truncado	Sta. Cruz	3/01	1.200	2 x 600	10,3	Mun. Pico Truncado	P.E. Jorge Romanutti
Comodoro Rivadavia	Chubut	10/ 01	10.560	16 x 660	9,4	SCPL Com. Riv.	P.E. Antonio Morán
Gral. Acha	La Pampa	11/ 02	1.800	2 x 900	7,2	COSEGA Ltda.	P.E. Gral. Acha
Pico Truncado (Ampliación.)	Sta- Cruz	05/05	1.200	2 x 600	10,3	Mun. Pico Truncado	P.E. Jorge Romanutti
TOTAL		05/05	27.760				

Fuente: En base a datos de García J.M. (2005) .

5. Renta petrolera e instrumentos de financiamiento para la expansión del sistema eléctrico y la diversificación de la matriz energética

Tanto la urgente ampliación de la capacidad instalada -en la medida de lo requerido- como la diversificación de la matriz energética, colocan en el centro de la estrategia al desarrollo de grandes emprendimientos hidroeléctricos y nucleares²⁷ y, de manera complementaria, a los de energía eólica. En los dos primeros casos, una de las características particulares es la alta inmovilización de capital fijo y el largo período de maduración hasta su entrada en servicio. Estas características colocan al financiamiento como un problema particularmente crítico, al mismo tiempo que determina cierta aversión a la participación directa de la inversión privada.

Aquí se observa uno de los principales problemas del modo en que se enajenaron las empresas públicas en nuestro país, quitándole al sector público herramientas fundamentales para cumplir su función en una estrategia de desarrollo energético. En particular, en relación con la capacidad para financiar los emprendimientos que requiere la ampliación y el cambio de matriz energética. El sector público perdió gran parte de la “renta petrolera”, que en forma directa o indirecta servía en años pasados para financiar gran parte de la infraestructura energética del país.

Esta pérdida es más grave frente a las limitaciones existentes para obtener financiamiento externo o acceder al mercado de capitales local o internacional. Al mismo tiempo, es poco promisoría la obtención de financiamiento por parte de los organismos internacionales de crédito, a pesar del cumplimiento de los créditos contraídos, atentos a que sus políticas de crédito están orientadas prioritariamente a otras finalidades. Por lo tanto, **la renta petrolera, su captación y su destino**, se constituye como el elemento clave en la discusión acerca del financiamiento de la estrategia de desarrollo energético.

Redefinir la distribución y el destino de la renta de los hidrocarburos implica modificar los objetivos, las instituciones y las normas regulatorias que caracterizaron el régimen energético de los noventa. La lógica de este régimen **-desregulado en la fase extractiva, y con libre disponibilidad del crudo y de las divisas** generadas en las exportaciones- **favoreció la aplicación de la renta petrolera fuera de país**, reinvertida en áreas geológicas y económicas aparentemente más promisorias para las empresas transnacionales. La posterior aplicación de derechos a las exportaciones y otros mecanismos de intervención en la fijación de algunos precios domésticos, no altera la sustancia del problema, en tanto sigue verificándose un margen muy elevado de

²⁷ Sin pretender señalar una delimitación estricta, nos referimos aquí a proyectos por encima de 600 Mw de potencia. Cabe recordar que las proyecciones de la Sección II estiman incrementos anuales de potencia en torno a dicho nivel.

apropiación privada de la renta petrolera y una aplicación reñida con las necesidades de la estrategia de desarrollo energético.

En este contexto, la cuestión de la renta petrolera plantea distintas dimensiones. Por un lado, en cuanto refiere a su captación y/o distribución entre los actores que intervienen; sean públicos (Nación, Provincias) o privados (productores, destiladores, generadores, etc.). Por otro lado, en relación con los mecanismos a través de los cuales se pretende regular tal distribución. También, en cuanto al uso o destino de los recursos captados por cada uno de los actores involucrados.

Teniendo en cuenta este contexto, los términos del debate en torno a la renta petrolera deberían considerar cuestiones tales como:

i) Que la decisión de colocar la participación estatal en la renta petrolera en línea con el nivel registrado en otros países de América Latina permitiría incrementar la actual participación de poco más de un tercio a niveles de dos tercios como se registran en Ecuador, México o Venezuela²⁸.

ii) Que considerando el nivel estimado de la renta petrolera del 2004 se trataría de **una masa potencial de recursos públicos adicionales entre U\$S 1.000/1.700 millones anuales.**

iii) Que las **retenciones a las exportaciones constituyen un instrumento limitado al momento de regular la distribución de la renta petrolera**, por cuanto²⁹:

– el particular procedimiento de cálculo utilizado por la Aduana conlleva rendimientos marginales decrecientes, a pesar incluso de esquemas que consideren la aplicación de alícuotas variables y crecientes en función de los precios internacionales;

– la estructura vigente de alícuotas presenta limitaciones, como los bajos niveles aplicados a determinados derivados;

iv) Que para regular la captación y distribución de la renta petrolera de manera más efectiva es preciso aplicar **un conjunto amplio y consistente de instrumentos que contemple retenciones, regalías y la fijación de precios en los eslabones más concentrados.**

Frente a estas cuestiones, y a la necesidad de concretar obras con las restricciones de financiamiento señaladas, resulta conveniente considerar **alternativas jurídico-institucionales** que permitan establecer un **marco de coexistencia** entre la inversión pública y la privada, en condiciones de estabilidad a largo plazo. Recogiendo la experiencia pasada de una gestión casi en su totalidad pública a otra casi totalmente

²⁸ Ver Anexo 2.

²⁹ Para un tratamiento más amplio del tema, ver Anexo 1.

privada en materia de obras de infraestructura y prestación de servicios, debería plantearse el desarrollo de ambientes en donde sea posible ampliar los espacios para la participación conjunta del sector privado y del Estado.

La **estrategia de desarrollo energético** que reclama el país, debería ser la base para la construcción de escenarios de este tipo. La concreción de las obras necesarias reclama un variado tipo de iniciativas: desde aquellas construidas por administración directa del Estado Nacional, hasta las ejecutadas totalmente por el sector privado, incluyendo la posibilidad de una asociación entre ambos. El rasgo diferencial consiste en que **toda obra que se decida encarar deberá estar incluida en el plan de desarrollo energético** y si se trata de una opción nueva, deberá agregarse a éste.

En términos generales podrían pensarse en torno a iniciativas como las siguientes:

i) Ejecución y explotación de una obra por el sector público

El Estado Nacional por sí mismo o asociado con uno o varios Estados Provinciales y, en su caso, a través de empresas públicas, contrata la ejecución de una obra aportando la totalidad del financiamiento con recursos propios y/o apelando a operaciones de crédito. Del mismo modo asume la responsabilidad de la operación, mantenimiento y explotación de la energía producida.

Esta metodología ha sido ampliamente utilizada hasta el principio de los años noventa y, en cierto modo, ha vuelto a aplicarse en la coyuntura actual ante la retracción del sector privado en la concreción de inversiones para expandir la generación eléctrica. Esta acción del Estado permitiría encarar proyectos que, teniendo alta rentabilidad social podrían no resultar, por razones económicas o financieras, suficientemente atractivos para el interés privado.

También es de aplicación para aquellos **emprendimientos que, por su escala, escapan a las posibilidades privadas debido al gran volumen de inversión requerido**. Asimismo, podría ser aplicable en la construcción de obras donde participan otros países por tratarse del aprovechamiento de recursos naturales compartidos, como es el caso de las hidroeléctricas binacionales o de obras destinadas a facilitar flujos de intercambio de energía (i. e. gasoductos, líneas de alta tensión, etc.)

ii) Ejecución y explotación de una obra por inversores privados

Esta modalidad se ubica en el otro extremo del arco de alternativas. Una empresa o un grupo de empresas toman a su cargo la construcción, financiamiento y explotación comercial de una obra asumiendo todos los riesgos. La participación del Estado queda limitada a la autorización de la obra y al contralor de la actividad de los privados tanto durante el proceso constructivo como en el de operación.

Si bien este esquema sugiere coincidencias con el modelo adoptado durante los años noventa, cabe advertir sobre algunas diferencias sustanciales. Primero, y como se señaló previamente, que los proyectos deben responder a los lineamientos del Plan Estratégico. Segundo, que su operación debería desarrollarse en un marco normativo diferente, construyendo **un horizonte de largo plazo con normas referidas a la determinación de tarifas y costos variables de generación**. Tales normas son necesarias no sólo para definir los proyectos por parte de los potenciales inversores en el sector sino también como señales al resto de los sectores económicos que tienen que tomar decisiones de inversión para los cuales los costos del suministro de energía constituyen un componente relevante de su función de producción.

iii) Ejecución de una obra mediante asociación público-privada

Se trata del diseño de marcos jurídico-institucionales y de financiamiento que permitan la asociación del sector público con inversores privados para la concreción de obras, en particular aquellas que requieren un elevado volumen de inversión y se consideren imprescindibles para atender a la expansión del sistema.

Las formas posibles de asociación público-privadas son variadas y dependen del tipo de obras a encarar. Sin embargo presentan como rasgo común el hecho de que ambos sectores concurren al financiamiento del proyecto con recursos propios o procedentes de préstamos, asumiendo una proporción del riesgo inherente a las etapas de construcción y de explotación de la misma.

En cierto modo, el FONINMEM podría asumirse como una experiencia en la dirección apuntada. En este caso, el Estado Nacional, urgido por la necesidad de ampliar la capacidad de generación, impuso la creación de este mecanismo por el cual aporta parte del monto de la inversión para la incorporación de dos centrales de ciclo combinado y convocó a los agentes privados a completar el financiamiento restante, capitalizando acreencias que estos tenían acumuladas ante el Estado. En este caso particular, el capital privado podría tener a su cargo el gerenciamiento de la construcción y la explotación de las usinas por un determinado período.

En esta alternativa, el **sector privado puede asumir diferentes modalidades** de participación directamente relacionadas con las características del inversor. Como una primera aproximación pueden citarse las siguientes:

- El simple comprador de un título emitido por el agente financiero de la obra, que lo acepta por su atractivo como inversión financiera. En este campo puede ubicarse desde inversores individuales hasta inversores institucionales, nacionales y extranjeros, como sería el caso entre otros, de los fondos de jubilaciones y pensiones.

– Las empresas o grupos de empresas interesados en participar del negocio aportando una porción del financiamiento. Cabe en este caso distinguir entre los interesados en formar parte de la asociación durante toda la vida útil de la obra y aquellos interesados exclusivamente en hacer un aporte de capital durante la etapa de construcción para luego vender sus derechos –capitalizando así sus ganancias– a otras sociedades interesadas en participar de la explotación comercial de la obra.

– Una tercera categoría de inversores la constituyen los proveedores de bienes de capital, insumos o servicios para la construcción de la obra; como es el caso de empresas constructoras y fabricantes de equipos, que estén dispuestos a capitalizar en todo o en parte el valor de su provisión para integrar el financiamiento de la obra.

Obviamente caben situaciones mixtas entre los participantes privados, cualquiera sea su encuadramiento en los grupos anteriores. Un proveedor puede aceptar en pago los activos financieros emitidos por el proyecto sin participar en la asociación, o un miembro de la asociación puede formalizar su participación transfiriendo con su aval un financiamiento obtenido de un tercero o de un organismo financiero. También es posible que un grupo de inversores, actuando en forma sindicada, esté interesado en participar de la asociación.

La **participación del sector público también puede asumir diferentes alternativas**, en función de la actividad que decida desarrollar en el proceso de concreción de la obra y de los riesgos que tome a su cargo, actuando como facilitador de las obras. En cualquier caso, el Estado debe reservar para sí las funciones de regulación y monitoreo durante la construcción y la explotación.

Previo dejar en claro que no son opciones de participación del sector público excluyentes entre sí, cabe mencionar entre otras:

- Que tome a su cargo los estudios de preinversión.
- Que participe en el financiamiento mediante un aporte directo, otorgamiento de avales o incentivos tributarios capitalizables.
- Que comprometa la adquisición de la energía producida mediante la celebración de contratos de abastecimiento (PPA).
- Que asuma parte de los riesgos de la obra para aumentar el atractivo sobre los inversores privados. Son ejemplos típicos en este sentido, además del

riesgo comercial señalado en el punto anterior, el riesgo ambiental y el de liberación del área, cuando se trata de obras hidroeléctricas.

– Que asuma participación activa, por sí o través de las empresas públicas, en la entidad responsable de la construcción y explotación de la obra, pudiendo incluso asumir la decisión mayoritaria en la conducción y en el gerenciamiento del proceso.

En lo que se refiere al organismo ejecutor, deberá regularse la integración del capital social, reteniendo para el Estado Nacional la conducción estratégica del proceso de la concreción de la obra, sea en la etapa de construcción como en la de explotación. Esto puede hacerse tanto por su participación mayoritaria o por la instrumentación de mecanismos tales como la denominada “acción de oro”. En el caso de obras compartidas con otros países de la región el marco jurídico e institucional de la asociación deberá ser objeto de un tratado internacional, donde quede expresa la relación entre los Estados y la de éstos con el sector privado.

La organización de la **asociación público-privada** debe regirse por un marco normativo preciso que no es el que está vigente hoy en la Argentina³⁰. Si bien existe legislación en la materia, la misma adolece de muchas debilidades y de falta de precisión en cuanto a la asignación de responsabilidades y beneficios de las partes, previendo además un sistema de solución de controversias expeditivo y transparente que impida la interrupción de la construcción de la obra.

La debilidad de esta legislación se observa en la cuestionable evolución de los llamados **Fondos Fiduciarios**, que son una versión autóctona deformada de los **fideicomisos públicos**³¹. Los Fondos Fiduciarios de la Argentina no reflejan las características esenciales de un fideicomiso: la confianza, la transparencia, la inmutabilidad de la reglas que lo constituyen, la intangibilidad de su patrimonio, la afectación específica del mismo, la clara delimitación de quienes son los sujetos que intervienen en el contrato y la responsabilidad de cada uno. Más allá de la retórica y de la práctica jurídica, los actuales Fondos Fiduciarios de la Argentina no se asimilan tanto con los fideicomisos sino más bien con los “fondos de afectación específica” que históricamente existieron en el país y que han sido y son utilizados para desviar recursos quitándolos del control presupuestario de las instituciones competentes

Para que se tenga idea de la debilidad jurídica en la materia, nótese que, en los hechos, la figura jurídica del fideicomiso está incorporada a la legislación argentina por

³⁰ El Decreto N° 966/05 establece lineamientos para la presentación de propuestas de inversores privados para la ejecución de proyectos de infraestructura, creando la Comisión de Evaluación y Desarrollo de Iniciativas Privadas (CEDIP).

³¹ Ver, por ejemplo, Lo Vuolo, R. y Seppi, F. (2006)

la Ley N° 24.441 del año 1995 que incorpora la figura del contrato de fideicomiso, aunque con el objetivo principal de promover la construcción de viviendas. A esta norma se refieren los llamados Fondos Fiduciarios, pese a que en la práctica se regulan por decretos y leyes específicas, en tanto **Argentina carece de una legislación específica para fideicomisos públicos**.

La necesidad de modificar y mejorar esta normativa es urgente. Bajo la figura del fideicomiso se permite la transferencia indirecta de la propiedad de un conjunto determinado de bienes y derechos presentes o futuros y mantenerlos aislados de la suerte de quien los cede (fiduciante) y de la de quien los habrá de administrar (fiduciario). Es decir que cualquier circunstancia presente o futura, derivada de otras actividades que realicen que los involucre, no puede afectar la integridad patrimonial del fideicomiso.

El fideicomiso actúa como garantía automática de la inversión a realizar con evidentes ventajas sobre las garantías reales que son de estilo en las operaciones financieras, porque la administración del fiduciario actúa en respaldo no sólo de la voluntad del fiduciante, sino también del interés de los inversores respecto del pago de las deudas contraídas o del resarcimiento pactado. También resulta ventajoso en la evaluación de los riesgos por parte del inversor cuando se lo compara con las alternativas tradicionales de financiamiento. Mientras que en este último caso la seguridad del negocio depende de garantías que deben ser reclamadas judicialmente, en el fideicomiso solamente se analiza la rentabilidad obtenible a partir de los ingresos previstos, en la seguridad de que ante cualquier eventualidad el fiduciario procederá a liquidar las obligaciones apelando a los resguardos establecidos en el contrato constitutivo.

En el caso de los **fideicomisos en los que interviene el Estado**, el contrato fiduciario debe contener todos los requisitos necesarios para asegurar transparencia y controles adecuados. Por ello, también el contrato constitutivo requiere del dictado previo de una ley y, en el caso de obras destinadas al aprovechamiento de recursos compartidos con otros países, será necesario contar con la suscripción de un tratado internacional. En este último caso el propio tratado y el contrato constituyen el marco jurídico de la operación.

Como se acaba de señalar, actualmente se está tergiversando la figura del fideicomiso público con la creciente instrumentación de los llamados Fondos Fiduciarios, cuyo funcionamiento se aparta notoriamente de normas y principios básicos de control, transparencia y eficiencia en la gestión de los recursos públicos. En los hechos, se llega a cambiar el propio objeto del Fondo Fiduciario y los beneficiarios del mismo. Esta práctica parece extenderse al campo energético con la reciente sanción de una ley destinada a la

creación de “cargos específicos” a los usuarios para el financiamiento de obras infraestructura energética. Lejos de mejorar estas falencias, se tiende claramente a agravarlos, tanto por la imprecisión de los contenidos como por las amplias facultades discrecionales otorgadas al PEN.

No obstante, vale rescatar la figura del fideicomiso -bajo la normativa adecuada- como un instrumento válido para la ejecución de obras de infraestructura energética. A este efecto, se presentarían dos posibilidades de actividad del fideicomiso: que opere como **agente financiero del ente ejecutor**, o bien que **sea responsable directo de la construcción y explotación de la obra**. En ambas situaciones, la primera actividad del fiduciario debería ser revisar la factibilidad técnica y económica de la obra y elaborar el Proyecto Financiero tomando en consideración los aportes previstos por parte del Estado y de los inversores privados. El financiamiento adicional que pudiera requerirse puede obtenerse en el mercado de capitales mediante la colocación de títulos o bien a través de operaciones de crédito realizadas con organismos internacionales o con bancos comerciales.

De este modo, el fiduciario ejerce la administración financiera de los recursos durante el período de construcción y de los ingresos en el período de explotación atendiendo a la cancelación de las obligaciones contraídas. Eventualmente, como se señalara, puede asignársele la responsabilidad de efectuar las contrataciones que resulten necesarias para la construcción de la obra y la vigilancia de su cumplimiento. Estas contrataciones comprenden la ingeniería, construcción, provisión e instalación del equipamiento. En este caso, la ley de creación y los contratos constitutivos deben incorporar explícitamente la actuación de los organismos públicos de contralor y auditoría de las acciones del fiduciario y los contratistas.

SECCIÓN IV:

LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS: LOS BIOCOMBUSTIBLES.

1. Introducción

La sustitución de los combustibles derivados del petróleo por otros combustibles renovables de origen vegetal, particularmente **el etanol y el biodiesel**, cobra actualmente un renovado interés en nuestro país por varias razones. En principio, por el drástico acortamiento del horizonte de vida de las reservas de hidrocarburos, el contexto de incertidumbre respecto de otras fuentes de abastecimiento y la tendencia incremental experimentada por los precios internacionales. Además, se observa una creciente preocupación por el deterioro medioambiental y, en particular, por los impactos derivados del calentamiento global del planeta. Adicionalmente, la percepción de que el impulso al desarrollo de combustibles alternativos puede promover una dinámica de cambio, potenciar industrias locales, diversificar y estabilizar el ingreso de los productores rurales, promover nuevas inversiones y empleos, potenciar espacios regionales postergados.

El **etanol**, denominado también alcohol etílico o alcohol de cereal, es un compuesto orgánico cuya molécula se compone de carbono, hidrógeno y un hidroxilo, utilizándose como base en bebidas, como combustible o solvente y como insumo en variados procesos industriales (perfumería, pinturas, etc.). Como combustible para el transporte, el etanol puede ser empleado -aprovechando sus cualidades- como oxigenante y antidetonante, permitiendo incrementar el octanaje y una mejor emisión de gases contaminantes. En este caso, pueden presentarse diversas aplicaciones de distinta intensidad:

i) En mezcla con naftas en proporciones variables, generalmente entre el 5 y 10%; aunque Brasil avanza hacia la concreción de proporciones más elevadas.

ii) Como combustible alternativo en reemplazo casi total de las naftas, como el llamado "E-85": 85% etanol y 15% naftas.

iii) Fabricación de ETBE (Etil-Tri-Butil-Eter), aditivo utilizado para elevar el octanaje de las naftas en reemplazo del MTBE por su alto grado de contaminación debido al contenido de plomo.

Por su parte, el **biodiesel** es un tipo de combustible que se obtiene mayormente como resultado de una reacción química de transesterificación alcohólica, pudiendo

utilizarse como materia prima cualquier aceite vegetal, inclusive aceites usados (como descartes de uso gastronómicos), previo proceso de purificación del mismo.

Claramente, el desarrollo de estos combustibles alternativos es un tema de gran interés para la Argentina. El país es un importante productor y exportador de oleaginosas, habiendo desarrollado una industria aceitera altamente competitiva y en rápida expansión. No obstante, la producción de oleaginosas está altamente concentrada en la soja y, en menor medida, en el girasol, cuyos volúmenes de producción ubican al país como tercer y cuarto productor mundial, respectivamente. A pesar de la existencia de condiciones agroecológicas apropiadas, el grado de desarrollo de otras oleaginosas alternativas para la elaboración de biodiesel -como colza, cártamo, palma o ricino³²- es muy poco significativo.

Cuadro N° 8: Principales países productores de soja y girasol. Período 2003/04.

Ranking	País	Producción Millones TN	Participación en la producción Mundial
SOJA			
1°	USA	65,8	35%
2°	Brasil	49,7	28%
3°	Argentina	31,5	17%
GIRASOL			
1°	Rusia	48,7	18%
2°	Ucrania	43,5	16%
3°	Europa Central	39,4	15%
4°	Argentina	31,2	12%

Fuente: En base a datos de la SAGyP.

En los últimos tiempos se produjeron distintos anuncios referidos a proyectos de inversión para la producción de biodiesel. No obstante, en su mayor parte estos proyectos se encuentran suspendidos o demorados; muy probablemente en espera de la sanción legislativa de algún régimen de promoción de la actividad. Sin perjuicio de ello,

³² Para el periodo 2004/2005 la producción fue: 50.760 Toneladas (TN) de Cártamo –48.800 Has sembradas -, 20.050 TN de Colza-16.760 Has -, frente a 38,3 Millones de TN de soja –14,4 Millones de Has- y 3,7 millones de TN de Girasol – 1,96 Millones de Has-. (SAGyP)

se han concretado algunas iniciativas de elaboración de biodiesel pero con escalas comerciales poco significativas³³.

La experiencia internacional muestra que un componente relevante de las políticas públicas que pretenden diversificar la matriz energética, estimulando un uso más intensivo de los combustibles renovables de origen vegetal, es de carácter normativo: la imposición por obligatoriedad de determinados porcentajes de “corte” de los combustibles fósiles con biocombustibles. Esta obligación se aplica tanto en el caso de las naftas o el gasoil, como también para ambos de manera simultánea. Las experiencias de Brasil y de los países de la Unión Europea son claramente ilustrativas del carácter central de este tipo de regulaciones.

Sin embargo, las normas de regulación no se agotan allí, sino que al mismo tiempo se observan **esquemas de promoción** amplios e integrados. Estos esquemas de promoción apuntan a resolver problemas tales como:

- la disponibilidad de los **volúmenes de las materias primas** necesarios para garantizar las tasas de corte establecidas (lo cual implica también considerar el área agrícola que se requiere para lograr dichas volúmenes de producción);
- la **estructura de costos relativos existente** (y su grado de volatilidad) entre las materias primas (aceites vegetales) y el bien a sustituir (gas oil, naftas) puesto que de la misma depende la competitividad entre bienes técnicamente sustitutivos;
- el nivel de conocimiento disponible acerca del potencial de **aprovechamiento de ciertos recursos vegetales**, incluyendo aquí el relevamiento de dichos recursos como los desarrollos tecnológicos orientados a mejorar los rendimientos en la etapa de la producción de las materias primas y también en la fase de elaboración del biocombustible.
- normas específicas tendientes a favorecer a **agentes económicos y/o regiones** de menor escala o menor desarrollo relativo. En cuanto los primeros, se impulsan **formas asociativas** de los productores rurales con plantas de escala regional, al tiempo que se restringe los márgenes

³³ Hacia fines de 2005 habría instaladas unas 20 empresas productoras de biodiesel, localizadas principalmente en las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Entre Ríos y Córdoba.

de intervención de las empresas que provienen del área de los hidrocarburos.

En los últimos años, se presentaron numerosas iniciativas legislativas en materia de biocombustibles, pero ninguna había llegado a tener sanción como ley. En el 2005 el Senado de la Nación votó favorablemente un proyecto que establece la obligación de corte del 5%, utilizando biodiesel y bioetanol como mezcla en el gasoil y las naftas. Supuestamente, la normativa comenzaría a regir a partir del primer día del cuarto año de la promulgación de la ley. No obstante, la Autoridad de Aplicación dispone de facultades para aumentar los porcentajes cuando lo considere conveniente en función de la evolución de las variables del mercado interno o bien a reducirlos en caso de presentarse situaciones de escasez en la provisión de los insumos.

Además de la obligatoriedad del corte, el proyecto contemplaba una amplia gama de incentivos fiscales de carácter tributario:

i) Estabilidad fiscal por 15 años, en cuanto refiere al nivel de la carga tributaria total vigente al momento de la presentación del proyecto de inversión.

ii) Exención del impuesto a los combustibles (20,2%) y de la tasa de infraestructura hídrica (en el caso del bioetanol).

iii) Exención del IVA-compras y del IVA-ventas, mediante la figura de “contribuyente liberado del IVA”. La exención del IVA-compras comprende a las materias primas, insumos, bienes de uso, prestaciones y locaciones de obra y de servicios ligados a la actividad promovida. La exención del IVA-ventas comprende también a las ventas de productos conexos y subproductos que surjan del proceso agroindustrial propio, con agregado o no de valor. Esta ventaja tributaria sería aplicable sólo a “titulares de proyectos cuyo capital social fuera mayoritariamente integrado por el Estado Nacional, provincias, municipios, o *personas físicas o jurídicas dedicadas mayoritariamente a las actividades agropecuarias*”.

iv) Los proyectos de biocombustibles radicados en *zonas francas* podrán sumar otra ventajas fiscales y laborales puesto que el proyecto de ley en su artículo 5to. anula la prohibición que el artículo 32 de la Ley 24.331 (de Zonas Francas) que establece que “los usuarios de la zona franca no podrán acogerse a los beneficios y estímulos fiscales de los regímenes de promoción industrial, regionales o sectoriales, creados o a crearse, en el territorio de la Nación”.

El tratamiento legislativo del proyecto no prosperó, supuestamente resistido por el Poder Ejecutivo, en razón del alto costo fiscal que resultaría de los incentivos tributarios contemplados. Con posterioridad, la Cámara de Diputados elaboró y sancionó

un nuevo proyecto que se encuentra actualmente en tratamiento en el Senado de la Nación. Este nuevo proyecto mantiene la obligatoriedad de corte, como también la exención del impuesto a los combustibles y de la tasa de infraestructura, pero reduce los restantes incentivos fiscales al tiempo que introduce un cupo fiscal para el otorgamiento de dichos estímulos. Al momento de concluir el presente trabajo, en abril de 2006, finalmente se sancionó el proyecto en cuestión, por lo que cabe esperar que luego de la promulgación por parte del PEN se activarán los proyectos y las presentaciones ante la Autoridad de Aplicación prevista en la ley.

Indudablemente, el contexto internacional en materia de hidrocarburos constituye un poderoso aliciente en cuanto implica mejorar la competitividad precio de los combustibles de origen vegetal. Esta misma razón da sustento también a la aplicación mas restringida de los incentivos tributarios, tal como contempla el régimen finalmente sancionado.

No obstante, y tal como se desarrolla en los puntos siguientes, el desarrollo de los biocombustibles debería tener en cuenta otros instrumentos complementarios, como los referidos a la promoción de materias primas alternativas y la inserción de pequeñas y medianas unidades económicas.

2. Biodiesel

Un trabajo reciente de la SAGPyA ³⁴ estima que para cumplimentar un corte del 5% de biodiesel en el consumo total de gasoil, se requeriría procesar unas 3,5 millones de toneladas de soja, un volumen que con el rendimiento promedio actual representa un área de siembra de 1,2 millones de hectáreas. Esto considerando que la totalidad del biodiesel proviene del procesamiento de granos de soja. Con todo, los valores señalados representan alrededor de 10% de la producción y poco más de 8% del área cosechada en la última campaña agrícola con esta oleaginosa.

En cuanto al girasol, se trata de un grano oleaginoso con un rendimiento en aceite mayor que la soja. En este caso, abastecer la totalidad de la demanda de biodiesel implicaría 1,6 millones de toneladas y 0,9 millones de hectáreas. A diferencia de la soja, la demanda potencial de girasol con destino a la elaboración de biodiesel comprometería un volumen importante de la producción actual: 47% de la superficie sembrada y 43% de la producción de semilla de girasol. No obstante, y considerando la posibilidad de algún "mix" o combinación entre ambas materias primas, se podría contar con un normal abastecimiento de materia prima para las plantas elaboradoras de biodiesel.

³⁴ SAGyP / IICA Argentina (2005)

En los hechos, el **principal obstáculo** que se presenta para impulsar la producción de biodiesel en gran escala en el país es de índole económica y proviene del **alto costo relativo de los aceites vegetales actualmente predominantes en la estructura productiva actual de la Argentina**. En efecto, según cálculos de la SAGyP con el precio de venta actual del gas oil, el precio de “indiferencia” de la materia prima (considerando aceite de soja/girasol) resulta notoriamente inferior al precio que debe abonarse en el mercado.

En este punto, es razonable considerar la posibilidad de promover cultivos oleaginosos alternativos. El país cuenta con algunos cultivos (como cártamo, ricino, o colza³⁵) que si bien carecen de escala de producción significativa y presentan una elevada variabilidad, desde el punto de vista de los rendimientos en aceite ofrecen aportes más relevantes que las semillas tradicionales. La investigación y desarrollo de fuentes alternativas productoras de aceites, no destinados a la alimentación humana, debería promoverse como parte de una estrategia de desarrollo sustentable de los combustibles renovables y como estimulador del desarrollo regional. A modo de ejemplo, estos cultivos, debido a sus características y localización, permitirían extenderse en las provincias del NOA y del NEA, como también en algunas zonas semiáridas del centro del país. La expansión de los biocombustibles puede constituir un elemento positivo a favor del **desarrollo regional**, promoviendo una mayor **diversificación productiva y la preservación de pequeñas y medianas unidades económicas de regiones deprimidas o marginadas**³⁶.

En consecuencia, para desarrollar **una estrategia de desarrollo del biodiesel** se debería:

- i) Establecer metas de **provisión de insumos** más sustentables y eficientes.
- ii) **Promover el desarrollo de cultivos oleaginosos alternativos a los “commodities” tradicionales** que cuentan como destino la alimentación humana, el mercado y precios internacionales, la demanda mundial en expansión, etc, si bien puede esto implicar plazos más largos de instrumentación.
- iii) Definir un sendero de certidumbre tal que permita sincronizar decisiones ,tanto en las **unidades rurales como en las decisiones de inversión** en proyectos de elaboración de biodiesel.

³⁵ SAGyP / IICA Argentina (2005), pp. 38/42.

³⁶ En esta dirección ver en el Recuadro adjunto una síntesis de la experiencia de Brasil en materia de la promoción del biodiesel.

- iv) Al mismo tiempo, debería ponerse en práctica un conjunto de instrumentos de promoción que no se limiten a los incentivos tributarios, sino que tengan en cuenta una perspectiva más integral incluyendo líneas de crédito, desarrollo tecnológico, asistencia técnica y capacitación de recursos humanos.

La experiencia internacional es ilustrativa en este sentido y en muchos aspectos debería tomarse como referencia. En el Recuadro 1 se sintetizan los lineamientos principales de la estrategia de desarrollo y promoción de biodiesel en Brasil, experiencia que aparece como efectiva y razonable para la Argentina.

Recuadro 1

BRASIL: LINEAMIENTOS PRINCIPALES DE LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO Y PROMOCIÓN DEL BODIESEL

El objetivo perseguido es expandir la producción de biodiesel a través de fuentes oleaginosas diversificadas y con emprendimientos en las distintas regiones del país.

Se desarrolla una estrategia progresiva, con inicio en el 2006, mediante la imposición de un corte de 2%, con materias primas provenientes de la agricultura familiar. A partir del 2008 se incorporan otras fuentes de insumos. Desde el 2013 el corte se incrementa al 5%, pudiendo ser mayor cuando refiera al uso de biodiesel en flotas vehiculares cautivas o específicas.

El biodiesel solamente podrá ser comercializado por los productores directos, importadores o exportadores, y los distribuidos de combustibles líquidos y refinadores, mediante autorización previa por parte de la autoridad gubernamental correspondiente.

Instrumentos de promoción fiscal: Exención del impuesto a los combustibles y reducción de impuestos (PIS y COFIN), en porcentuales que dependen del tipo de materia prima utilizada, la región o el tipo de unidad proveedora. La reducción alcanza al 100% cuando se utiliza como materia prima ricino o palma, proveniente de unidades agrícolas familiares de las regiones norte, noreste y semiárida.

Instrumentos de promoción crediticia: i) Programa del BNDES destinado a financiar inversiones en maquinaria y equipos para la producción de biodiesel, con tasas según el tamaño de las empresas; ii) PRONAF (Programa del Ministerio de Desarrollo Agrario) que financia la producción de materia prima para biodiesel efectuada por unidades de la agricultura familiar.

Instrumento de promoción científica y tecnológica: Creación de la Red Brasileña de Tecnología de Biodiesel (RBTB), con participación de universidades, centros de investigación, empresas y cooperativos o asociaciones de pequeños productores. Proyectos orientados a investigar las posibilidades de desarrollo de especies oleaginosas que no compitan con la producción de alimentos. Desarrollo del Plan Nacional de Agroenergía a cargo de EMBRAPA.

Fuente: sobre la base de información de SAGyP/IICA Argentina (2005)

3. Etanol

El etanol es el biocombustible más utilizado en el mundo (cerca de 30 mil millones de litros). Los principales países que industrializan el etanol como combustible (66% de la producción mundial total) son Brasil y EE.UU.; obteniéndolo a partir de la caña de azúcar y del maíz³⁷, respectivamente. Ambas experiencias se diferencian en el insumo vegetal utilizado para la producción de etanol, pero el proceso seguido en su desarrollo presenta algunos rasgos comunes: el objetivo de reducir la dependencia de la importación de hidrocarburos y la atención a los intereses de un segmento importante de la estructura primaria de producción (en el caso de Brasil, el complejo cañero-azucarero y en el de EE.UU. los productores rurales del llamado “cinturón agrícola”).

El desarrollo del etanol en Brasil se inició a comienzos de los años 70, en el contexto del fuerte incremento de los precios internacionales del petróleo³⁸. La mezcla de etanol en naftas que más se aplica en la actualidad es del 22%, y las metas oficiales anunciadas apuntan a lograr aplicaciones más intensivas del etanol como carburante. Sin perjuicio de ello, las tasas de corte pueden modificarse coyunturalmente atendiendo al stock disponible de alcohol o la situación general de la industria azucarera.

En EE.UU., si bien el desarrollo del etanol como combustible es un proceso algo más reciente, se manifiesta una similar continuidad en las políticas que procuran ampliar su utilización. El inicio de estas políticas tuvo lugar durante la administración Carter y el dictado de la llamada *Energy Tax Act* en 1978, que dispuso el otorgamiento de una exención para las naftas que contengan 10% de etanol. Desde entonces, las medidas de estímulo continuaron a través de los sucesivos gobiernos. En algunos casos motivadas en factores medio ambientales y sanitarios, como la prohibición total de ciertos aditivos en las naftas por ser contaminantes o nocivos para la salud humana (MTBE); en otros casos con sucesivas normas que fueron afinando el alcance de los incentivos fiscales. La más reciente de estas medidas, la *Volumetric Etanol Excise Tax Credit* (VEETC), al mismo tiempo que modifica el sistema de incentivos fiscales al uso de etanol, prorrogó la vigencia de los mismos hasta el año 2010.

El objetivo del VEETC es reducir el costo del etanol utilizado como mezcla en los combustibles. Opera como un crédito fiscal que aplican las empresas que comercializan combustibles líquidos con contenido de etano o metanol. El sistema de incentivos fiscales federales se extiende a los productores de etanol sobre la base de un esquema que tiende a privilegiar a las plantas elaboradoras de menor escala y las iniciativas productivas desarrolladas por cooperativas. El crédito fiscal es utilizable hasta cierto volumen de producción de etanol y de la capacidad instalada de la planta. En el caso de

³⁷ EEUU obtiene el 95% de etanol del maíz.

³⁸ Aunque se registran experiencias previas durante los años 30.

las cooperativas, la escala productiva admitida como tope para aplicar el crédito fiscal se eleva al doble. De esta forma **se han desarrollado numerosas plantas de escala media que son propiedad de cooperativas de productores rurales que así diversifican y estabilizan los ingresos y prolongan la cadena de valor agregado**. A fines de 2003, el 40% de la capacidad instalada en plantas de producción de etanol correspondía a cooperativas, como también 12 de las 15 nuevas plantas en producción³⁹.

Lo destacable de la experiencia de EE.UU. es la continuidad de la política, el carácter integral de la misma y la diversidad de los instrumentos en aplicación. Por ejemplo, la *Energy Policy Act* de 1992 que promueve regulaciones para el uso de combustibles alternativos (incluyendo hidrógeno y combustibles con hasta 85% de etanol) o el *Clean Cities Programme*, que tiene como objetivo declarado difundir el uso de vehículos y combustibles alternativos como el etanol. En función de este objetivo se establece la necesidad de adecuar las flotas vehiculares que operan en ciudades de más de 250 mil habitantes al uso de combustibles más favorables para el medio ambiente.

Estas dos experiencias internacionales exitosas en cuanto a la elaboración de etanol y su aplicación como combustible constituyen referencias válidas para impulsar su desarrollo en la Argentina. Mas aún, considerando que el primer ensayo encarado en los años 80 con el llamado Programa Alconafta culminó en un fracaso. Entre las principales causas de este fracaso, se encuentran las particulares condiciones productivas de la materia prima utilizada para la elaboración de etanol: la caña de azúcar.

A diferencia del Brasil, la escala productiva de la industria azucarera argentina es muy reducida y los rendimientos cañeros son relativamente bajos (con fuertes diferencias regionales). En consecuencia, es muy limitada la posibilidad de garantizar el suministro de materia prima en el volumen y los costos adecuados para la elaboración de etanol en condiciones competitivas para su combinación con los combustibles derivados de los hidrocarburos.

En el contexto argentino, **la elaboración de etanol a partir del maíz parece contar con mejores perspectivas**. En este sentido se señalan una serie de cambios ocurridos en los últimos años: i) desarrollo de variedades de maíz con mayor potencial de conversión de etanol; ii) mejoras tecnológicas en los procesos de elaboración que reducen costos por menor intensidad de uso de agua y de energía por litro de etanol; iii) mejoras en la disposición y tratamiento de los residuos de la elaboración⁴⁰.

Considerando el consumo de naftas de 2005 (unos 3.300 millones de litros), las alternativas de incorporación de etanol se ubican entre 330-165 millones de litros en los

³⁹ Vergagni, Gustavo A. (2004), p. 40.

⁴⁰ Vergagni, Gustavo A. (2004)

casos de carga de 10% (E10) y 5% (E5), respectivamente. En lo que sigue, tomamos en cuenta la meta de mezcla E5 adoptado en el proyecto de ley de promoción de los biocombustibles recientemente sancionada por el Congreso de la Nación. En consecuencia, se requeriría contar con un volumen anual de materia prima del orden de 380 mil toneladas de maíz. A los rendimientos promedio actuales significa afectar una superficie cultivada de maíz de aproximadamente 50 mil hectáreas, lo que representa 1,7% del total del área implantada con este cultivo en la campaña agrícola 2003/04.

El volumen estimado de producción de etanol requerido para mezcla en el combustible E5 permitiría poner en producción unas 4 plantas procesadoras de maíz de escala media (40 millones de lts/año), con una razonable distribución en el territorio. Si bien la región pampeana concentra la mayor parte de la producción de maíz, provincias del NOA y del NEA cuentan con áreas suficientemente extensas como para garantizar el normal abastecimiento del cereal: en la campaña 2003/04 se registran 120 mil hectáreas en Chaco y 43 mil en Salta. Cabe aquí considerar el impacto sobre el ingreso real de los productores regionales en razón de los menores costos de transporte a los principales centros de acopio o los puertos de exportación.

Un estudio de pre-factibilidad de plantas elaboradoras de etanol a partir de maíz con la escala productiva indicada en el párrafo anterior, ofrece resultados altamente positivos para este tipo de inversión. Con los precios relativos maíz-nafta registrados a septiembre de 2004, y considerando para el etanol solamente la exención del impuesto a los combustibles y de la tasa de infraestructura hidráulica, se estima una TIR superior a 12%.

Los resultados señalados tienen alta sensibilidad respecto de las variaciones de los precios relativos, principalmente del precio de la materia prima. No obstante, el autor del estudio mencionado considera que existe un margen importante para absorber aumentos en el precio relativo del maíz. Esta conclusión resulta compatible con un régimen de promoción con estímulos fiscales de alcance limitado en cuanto al otorgamiento de exenciones tributarias.

La experiencia de EE.UU. permite destacar la importancia de otras acciones de promoción de carácter complementario. Por un lado, impulsar la construcción de plantas elaboradoras de etanol de pequeña y mediana escala, ubicadas en áreas rurales y de propiedad de cooperativas de productores agrícolas. Por otro lado, acciones destinadas a mejorar los rendimientos, tanto en la etapa de producción primaria (maíz) como en la propia unidad procesadora de etanol. En este punto, la investigación y el desarrollo tecnológico es fundamental, así como el accionar conjunto entre el sector público y agentes privados.

SECCIÓN V:

LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE UN USO RACIONAL DE LA ENERGÍA.

1. Introducción.

Propiciar el **uso racional de la energía** (URE) no significa restringir el uso de la energía. La energía es un bien social y la totalidad de los habitantes deberían tener acceso a un determinado nivel de calorías o *watts* imprescindibles para el desarrollo humano. No se puede prescindir de la energía de la misma forma que no se puede vivir sin aire. La energía sirve para la vida y el desarrollo, en tanto que el propio desarrollo requiere también de más energía, en un proceso de mutua interacción. Por lo tanto, el URE no significa pérdida de confort o posibilidades de vida sino que refiere a un consumo más eficiente (racional) de los recursos energéticos disponibles.

Lograr mayor eficiencia en la gestión de los recursos energéticos se manifiesta en distintos planos: i) en los costos (presentes y futuros) de “producción” de la energía; ii) en la seguridad en la disponibilidad de los recursos energéticos no renovables; iii) en la protección del medio ambiente; iv) optimizar los rendimientos por unidad de energía consumida. El ahorro de energía tiene también un fundamento de carácter social: la energía que se deja de usar por mejor aprovechamiento puede permitir (o ampliar) el acceso de otros.

En síntesis, lo que entendemos como URE significa **consumir y también producir energía desde una perspectiva de cambio de los paradigmas predominantes**⁴¹. Esto implica cuestiones tales como:

i) *Cambios en la matriz energética*: Sustituir energía de origen no renovable por fuentes renovables.

ii) *Cambios en los modos de generación y transmisión*: Paso de la generación centralizada a la generación distribuida. Reducción de pérdidas en la transmisión de energía eléctrica desde los grandes centros de generación a las áreas de gran consumo.⁴²

iii) *Cambios en las normativas vigentes*: Normalizar los usos de la energía teniendo en cuenta la calidad total, la eficiencia y el medio ambiente. En este aspecto cobra relevancia la aplicación de las normativas ISO 9000 e ISO 14000.

iv) *Cambios en las técnicas y los diseños constructivos*. Diseños y prácticas de construcción con normas y materiales que maximicen el aprovechamiento de la luz y la energía solar.

v) *Cambios en los patrones culturales de consumo energético*: Involucra tanto al consumo domiciliario como unidades productivas y el propio Estado.

⁴¹ Flores, Rene (2006)

⁴² Evaluando también cuestiones como la conveniencia de transmisión en redes de corriente continua, tal como se lleva a cabo en algunos países de extenso territorio y distancia entre fuentes y destinos de la energía (Rusia, China).

2. Programas actuales de Uso Racional de la Energía.

Hasta el momento, las acciones instrumentadas en procura de un uso más racional de la energía han sido parciales y de limitado alcance. Esto es consistente con la visión predominante en el pasado de un país con disponibilidad ilimitada de hidrocarburos (en especial, de gas natural) a bajo costo. Las evidencias en contrario y, por sobre todo, el surgimiento de restricciones para el normal abastecimiento de las demandas de gas natural y electricidad, llevó a la aplicación de programas que, bajo esta denominación, responden a objetivos más coyunturales de administración de la escasez.

Así, en abril del 2005 se instrumentó el Programa de Uso Racional del Gas Natural (PURGN). El programa -basado principalmente en penalizar aumentos de consumo y premiar reducciones- tuvo una corta vigencia, siendo suspendido en el mes de septiembre de ese mismo año. Los sujetos activos del PURGN fueron los Usuarios Residenciales (R1, R2 y R3) y los Usuarios del llamado Servicio General "P", cuyo nivel de consumo los ubique en el primer o segundo escalón de la categoría, de acuerdo a lo previsto en el Decreto PEN N° 181/04.

Bajo características algo similares, la Secretaría de Energía creó en el 2004 el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE), un sistema de incentivos a la reducción del consumo de energía eléctrica que opera a través de las tarifas mediante premios (bonificaciones)⁴³ y castigos (cargos adicionales) aplicables a todos los usuarios (excepción hecha del alumbrado público). El Programa tiene injerencia en las áreas de concesión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica Edenor, Edesur y Edelap. No obstante, las provincias han sido invitadas a participar en el Programa.

Según estudios realizados por la Dirección Nacional de Promoción de la Secretaría de Energía, los edificios públicos están en condiciones de mejorar la eficiencia en los consumos de energía y reducir los costos abonados por estos suministros. Sobre esta base se impulsó la creación en el 2004 del Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en Edificios Públicos (PAYEEP). No se conocen evaluaciones respecto de los resultados alcanzados por la aplicación del Programa en cuestión.

La iniciativa pública más consistente con el concepto de "uso racional de la energía" es el Programa de Incremento de la Eficiencia Energética y Productiva. Este programa comenzó a mediados de 1999, cuenta con cooperación técnica y financiera de

⁴³ Para beneficiarse de los descuentos los usuarios deben ahorrar por encima de un porcentaje mínimo respecto de sus consumos en el período anterior.

la Agencia de Cooperación Técnica Alemana (GTZ) y desarrolla actividades de promoción, demostración y aplicación de medidas de “eficiencia energética, productiva y ambiental” en pequeñas y medianas empresas de distintos sectores de actividad. La principal limitación del programa es resultado de su reducida escala operativa, pero se trata de una experiencia provechosa y replicable a niveles más amplios.

3. Lineamientos para desarrollar el Uso más Racional de la Energía.

El “uso racional de la energía” debe incorporarse como un objetivo explícito de la estrategia de desarrollo energético del país. Ello es así por cuanto implica definir pautas sobre cuestiones tales como cuánta energía producir, qué fuentes energéticas aplicar, y cómo distribuir y consumir la energía.

Sin perjuicio de esta visión general y la consiguiente necesidad de desarrollar un sistema amplio de políticas consistentes entre sí y con el objetivo señalado, persiste un espacio propio en el cual es **factible identificar acciones o medidas concretas en la materia cuya concreción requiere la participación activa de otros actores sociales.**

A modo de ejemplo, sin pretender un señalamiento exhaustivo, se detallan las problemáticas a tomar en consideración:

i) **Modificación de normativas urbanas en materia de edificación y planeamiento:** considerando la adopción de coeficientes mínimos de aislamiento térmico en la construcción de edificios; pautas progresivas de obligatoriedad para el uso de paneles solares fotovoltaicos y térmicos; uso de filtros solares y/o cristales inteligentes en los edificios torre, etc.

ii) **Modificación en los procedimientos de contratación del Estado** incorporación de diseños y tecnologías “bioambientales conservativas” (BC) en las obras y procedimientos licitatorios del Estado.

iii) **Incentivos para el desarrollo de industrias productoras de materiales constructivos del tipo BC.**

iv) **Modificación de los combustibles utilizados en el transporte público automotor y ferroviario.**

v) **Aplicación de paneles solares para iluminación publicitaria y balizamiento de estructuras metálicas de comunicaciones y edificios.**

vi) **Fomentar el uso de electrodomésticos eficientes y lámparas de bajo consumo.**

vii) **Modificación de los patrones culturales:** mediante acciones de difusión, concientización y enseñanza acerca de la necesidad del uso racional de la energía.

Síntesis y Conclusiones

A lo largo de este trabajo se ofrecieron elementos para avalar las siguientes conclusiones al momento de discutir los lineamientos para una estrategia de desarrollo energético para la Argentina:

A) Caracterización de la matriz energética y de sus escenarios prospectivos

- 1) Un rasgo estructural de la matriz energética argentina es la alta dependencia de los hidrocarburos.
- 2) El consumo doméstico de energía mantiene un ritmo sostenido de crecimiento, con tasas superiores al propio crecimiento del PBI y de la población, situación que indica un marcado proceso de “intensificación” del uso de energía en el conjunto de la sociedad.
- 3) Las reservas comprobadas de petróleo y gas vienen en progresiva declinación y, de no identificarse nuevos yacimientos, su horizonte de vida se reduciría a niveles críticos.
- 4) En el último quinquenio no hubo inversiones destinadas a expandir la generación eléctrica y el sistema se encuentra hoy día en una situación operativa límite como para afrontar la demanda máxima de generación en horas pico.
- 5) Los ejercicios prospectivos realizados señalan que aún con escenarios de crecimiento económico menores a los registrados en el último trienio, el aumento esperado de la demanda de energía primaria implicará restricciones adicionales sobre las reservas disponibles de hidrocarburos, en un contexto de evidente retracción de las inversiones en exploración y desarrollo de áreas.
- 6) La pérdida del autoabastecimiento energético implicaría serias dificultades en razón de las condiciones de alta inestabilidad en el acceso a fuentes foráneas de abastecimiento y la tendencia de precios en alza que caracteriza los mercados mundiales de petróleo y gas.
- 7) Las inversiones de las empresas petroleras en exploración y desarrollo de áreas de explotación de hidrocarburos se redujo a niveles mínimos, a pesar del contexto internacional de precios en fuerte crecimiento y el incremento experimentado por la renta petrolera generada en el país.
- 8) La retracción de las inversiones no se debe a falta de rentabilidad o desestímulos provocados por medidas de regulación de precios internos

o de índole fiscal, sino fundamentalmente a que las empresas petroleras orientaron sus inversiones al desarrollo de áreas geográficas de mayor potencial ubicadas fronteras hacia afuera del país, consistentemente con una estrategia de expansión transnacional.

- 9) Tampoco es replicable la política pasada cuyo objetivo era sustituir petróleo (recurso no renovable y relativamente más escaso) por gas natural y hoy se requiere mayor agresividad para aumentar la disponibilidad de hidrocarburos y mayor utilización de fuentes energética basadas en recursos renovables como la hidroelectricidad, la núcleo-electricidad y la energía eólica.
- 10) Esta tarea no puede esperarse por acción del mercado y de decisiones aisladas de las empresas privadas, dado el alto nivel de los volúmenes de inversión y la señalada política de las multinacionales.
- 11) En materia de energía eléctrica, y siempre y cuando se concreten las obras anunciadas en las condiciones y plazos previstos, parecería factible que el sistema logre atender el incremento esperado de la demanda hasta el 2010.
- 12) No obstante, ya se observan atrasos con respecto a los plazos de obra anunciados y, en cualquier caso, a partir del año 2010 la evolución esperada de la demanda de energía eléctrica exige expandir la potencia instalada en escala significativa: entre 500 y 800 Mw anuales inicialmente; hasta un orden entre 830 y 1.200 Mw año hacia el 2025.
- 13) La aplicación paralela de acciones efectivas para lograr un uso más racional de la energía eléctrica permitiría afrontar en mejores condiciones demoras eventuales en el cronograma de obras, como también la ocurrencia de factores climáticos que impacten negativamente, tanto sobre la oferta como la demanda de energía eléctrica.
- 14) Las políticas actuales del gobierno aparecen como una respuesta frente a la emergencia de colapso del sistema eléctrico en el corto plazo, pero no implican una redefinición estratégica en el sector ni tampoco lineamientos concretos acerca del desarrollo futuro de la generación eléctrica.
- 15) Una estrategia integrada debería: **i)** aumentar la apropiación estatal de la renta petrolera; **ii)** promover un mayor nivel de exploración y

desarrollo de áreas hidrocarburíferas; **iii)** diversificar la matriz energética a favor de la generación eléctrica mediante fuentes renovables; **iv)** promover el desarrollo de los biocombustibles; **v)** gestionar la demanda de energía mediante un uso más racional de la misma.

B) Lineamientos para una estrategia de desarrollo energético para la Argentina

Fuentes alternativas de generación eléctrica

- 16) En las actuales (y proyectadas) condiciones respecto del abastecimiento y el alto costo de los hidrocarburos, los emprendimientos de generación eléctrica alternativos se vuelven más competitivos.
- 17) El nivel de capacidad de generación que se estima necesario incorporar anualmente requiere la concreción de proyectos hidroeléctricos y/o nucleares de escala importante.
- 18) La energía eólica debe promoverse, pero, aunque su aporte resulte importante para la atención de nuevos usuarios y centros urbanos de menor escala, no puede ofrecer respuesta en la escala requerida por la expansión de la demanda.
- 19) La estrategia de desarrollo energético debe fijar metas definidas de participación en la matriz energética de cada fuente alternativa y definir un conjunto más amplio y consistente de instrumentos de promoción.
- 20) El desarrollo de las fuentes alternativas de generación eléctrica permitiría también impulsar áreas vinculadas con la formación de recursos humanos, la investigación y el desarrollo tecnológico y la creación y/o consolidación de empresas locales proveedoras de equipos y maquinarias.
- 21) Los proyectos hidroeléctricos que actualmente se promueven son de larga data y, pese a que cuentan con diseños y evaluaciones con algún grado de avance, deben ser revisados y actualizados en su totalidad, tanto en aspectos referidos a ingeniería y diseño como también en los económicos y financieros.

- 22) En el caso de la energía nuclear, pese los anuncios de terminar Atucha II, no existe una estrategia clara en la materia, para lo cual hay que ser muy estrictos y precisos en el plan de obras y en medidas que atiendan a soluciones concretas en cuestiones referidas a la disposición y seguridad de los residuos.
- 23) El inconveniente principal para el desarrollo de fuentes de energía renovables es que en general (y particularmente en el caso de la energía hidroeléctrica) se trata de emprendimientos que requieren altos niveles de inversión inicial y largos períodos de maduración hasta su puesta en servicio.
- 24) Sin embargo, estos emprendimientos permiten mayor certeza de los precios de provisión del suministro eléctrico en la medida en que no dependen de fuentes de energía sometidas a mercados altamente volátiles, al tiempo que ofrecen condiciones medioambientales más favorables.
- 25) Es más predecible un costo por unidad de generación hidroeléctrica (fundamentalmente determinado por la amortización del capital fijo invertido) que por unidad de generación térmica, cuyo costo de generación está influido mayormente por el costo variable del combustible (volátil y con tendencia incremental mas que previsible a futuro).
- 26) Argentina también cuenta con condiciones altamente favorables para el desarrollo de la energía de origen eólico: regiones con alta intensidad de vientos, factores de carga que permiten elevados estándares de rendimiento eléctrico, baja densidad de población que permite el emplazamiento de parques eólicos no conflictivos con otros usos (paisajísticos, turísticos, etc.), desarrollos tecnológicos avanzados en la materia y una estructura productiva apta para la fabricación de equipos.
- 27) La escala de los equipos en cuanto a su potencia de generación lo indican como una alternativa especialmente válida para desarrollar en pequeños y medianos centros urbanos, en muchos casos aislados del sistema nacional interconectado, con servicios a cargo de cooperativos o municipios, y generando electricidad con tecnologías de alto costo variable por kw/hora.

- 28) La estrategia de promoción de la energía eólica debe ser revisada en su concepción e instrumentos. El subsidio por unidad de energía eólica generada ha perdido eficacia y se requiere remover el obstáculo del alto costo de la inversión inicial requerida para la instalación de los equipos eólicos. A esto se suma la ausencia de líneas de crédito especiales y la dificultad de autofinanciamiento de las unidades involucradas (pequeños y medianos municipios y cooperativas de servicios).
- 29) Es aconsejable orientar la acción pública mediante acciones tendientes a aliviar la carga financiera resultante de los altos costos de instalación: líneas de crédito en plazos y tasas adecuadas, medidas de promoción a la industria proveedora de equipos, desarrollo de la investigación tecnológica, etc.
- 30) En los emprendimientos hidroeléctricos y nucleoeeléctricos, la ingeniería financiera constituye un elemento central de estos emprendimientos. La escala de inversión, las fuentes de financiamiento, las condiciones de repago de créditos, los largos períodos de maduración tiende a desalentar las decisiones privadas de inversión.
- 31) La experiencia argentina de los noventa pone en evidencia que la conducta de los agentes privados que intervienen en el sector eléctrico es poco proclive a asumir compromisos de gran escala y larga maduración, tal como típicamente son los emprendimientos hidroeléctricos y nucleares.
- 32) El “cierre” financiero de los programas de inversión pública ha sido tradicionalmente una de las causas de fracasos e ineficiencias, lo cual obliga a una mayor captación de la renta petrolera por parte del Estado y a una reconstrucción de las instituciones del sector.
- 33) Es necesario construir un banco de proyectos de inversión, actualizado, debidamente evaluado en sus componentes técnicos, económicos, financieros y ambientales.
- 34) Esto, a su vez, requiere de un plan de desarrollo energético de mediano y largo plazo, con identificación clara de prioridades, cronograma de obras y la determinación de las fuentes de financiamiento que garanticen su posterior ejecución.

- 35) Ese plan solo aparece como factible en tanto se coloque en el centro de la discusión la cuestión de la renta petrolera, su captación y destino.
- 36) Esta discusión implica redefinir los objetivos, las instituciones y las normas de regulación que caracterizaron el régimen energético implantado en los años noventa.
- 37) El Estado debe necesariamente asumir mayor protagonismo en la ejecución, financiamiento y operación de las nuevas centrales hidroeléctricas y/o nucleares, pero esto no excluye la conveniencia de ensayar alternativas jurídico-institucionales que permitan establecer un marco de coexistencia, en condiciones de estabilidad de largo plazo, entre la inversión pública y la inversión privada.
- 38) En la asociación con el sector privado se debe revisar la actual legislación con el objeto de promover figuras jurídicas que permitan mayor eficacia, control y transparencia.

Combustibles alternativos

- 39) La sustitución de los combustibles derivados del petróleo por otros combustibles renovables de origen vegetal, particularmente el etanol y el biodiesel, cobra un renovado interés en nuestro país.
- 40) Argentina es un importante productor y exportador de oleaginosas, con una industria aceitera altamente competitiva y en rápida expansión, pero a pesar de la existencia de condiciones agroecológicas apropiadas, el grado de desarrollo de otras oleaginosas alternativas para la elaboración de biodiesel es muy poco significativo.
- 41) La experiencia internacional enseña que el estímulo al uso más intensivo de los combustibles renovables de origen vegetal se logra imponiendo la obligatoriedad de determinados porcentajes de “corte” de los combustibles fósiles con biocombustibles, junto con esquemas de promoción amplios e integrados que apunten a garantizar la disponibilidad de los volúmenes de las materias primas necesarios, la estructura de costos relativos adecuada, desarrollos tecnológicos, normas específicas tendientes a favorecer a agentes económicos y/o regiones de menor escala o menor desarrollo relativo.

- 42) En los hechos, el principal obstáculo que se presenta para impulsar la producción de biodiesel en gran escala en el país es de índole económica y proviene del alto costo relativo de los aceites vegetales actualmente predominantes en la estructura productiva de la Argentina.
- 43) La promoción de cultivos orientados a biocombustibles puede constituir un elemento positivo a favor del desarrollo regional, promoviendo una mayor diversificación productiva y la preservación de pequeñas y medianas unidades económicas de regiones deprimidas o marginadas.
- 44) En el contexto argentino, la elaboración de etanol a partir del maíz parece contar con mejores perspectivas.
- 45) La experiencia de EEUU puede ser una interesante referencia en cuanto la política pública se orienta preferentemente al desarrollo de plantas procesadoras de etanol de escala media, propiedad de cooperativas de productores rurales.
- 46) Se observa así un claro objetivo de fortalecimiento de la estructura social de los *farmers*, que cuentan con posibilidades de diversificar y estabilizar sus ingresos y prolongar la cadena de valor agregado de sus producciones.

Uso racional de la energía

- 47) El uso racional de la energía significa consumir y también producir energía desde una perspectiva de cambio de los paradigmas predominantes.
- 48) Esto implica encarar acciones de manera sistémica en temas variados como: cambios en la matriz energética en el sentido propuesto; cambios en los modos de generación y transmisión (paso de la generación centralizada a la generación distribuida y reducción de pérdidas en la transmisión de energía eléctrica); cambios en las normativas vigentes sobre los usos de la energía teniendo en cuenta la calidad total, la eficiencia y el medio ambiente; cambios en las técnicas y los diseños constructivos con normas y materiales que maximicen el aprovechamiento de la luz y la energía solar; cambios en

los patrones culturales de consumo energético, tanto en el sector privado como público.

Anexos

ANEXO 1: LOS DERECHOS SOBRE LAS EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

Los derechos sobre las exportaciones (popularmente conocidos como “retenciones”) constituyen un instrumento de política económica cuyo objetivo principal es doble: i) aumentar los ingresos fiscales en un contexto de tipo de precios internacionales y tipo de cambio altos; ii) introducir un diferencial o brecha entre los precios en el mercado internacional y los precios domésticos.

Hasta la crisis del 2001/02, y en el contexto del régimen de convertibilidad, las empresas del segmento petrolero extractivo determinaban sus precios libremente y alineados con los precios del mercado mundial en virtud de las normas de desregulación y las privatizaciones concretadas una década antes. La intensidad de la crisis, la devaluación del tipo de cambio y la recuperación de los precios internacionales derivaron en el dictado de normas de emergencia entre las cuales se facultaba al PEN a crear “un derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de cinco años” con la finalidad de garantizar “la emisión de títulos del Gobierno Nacional en moneda extranjera”, emisión destinada a compensar los desequilibrios en las entidades financieras⁴⁴. La medida se adopta con un carácter transitorio, de emergencia, por período acotado y con finalidad fiscal.

El Decreto N° 310/02 dictado en el mes de mayo de 2002, estableció una retención del 20% para las exportaciones de petróleo crudo y mineral bituminoso y de 5% para sus derivados⁴⁵. Un nuevo Decreto N° 809/02 amplió el alcance de las retenciones a vaselinas y parafinas, coque y betún, betunes naturales y mezclas con una tasa del 5%, de la misma forma incorporó al conjunto de los hidrocarburos gaseosos licuados tales como butanos, propano y gas licuado de petróleo, con el 20%⁴⁶. En octubre del mismo año (Resolución N° 196/02) se unificó la alícuota para los hidrocarburos gaseosos licuados, referidos anteriormente, al 5%, continuando fuera del alcance de las retenciones las exportaciones de hidrocarburos gaseosos. Esta situación se modifica en mayo del 2004 cuando a través del Decreto N° 335/04 se dispuso nuevamente llevarlos al 20%. Simultáneamente, por medio de la Resolución N° 337/02 se incrementó del 20% al 25% la alícuota correspondiente a las retenciones del petróleo crudo. Para fines de ese mes, mediante el Decreto N° 645/04 los hidrocarburos gaseosos antes excluidos pasaron a

⁴⁴ Ley 25561/02 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario.

⁴⁵ Entiéndase por derivados a las naftas, éter de petróleo y mezcla de alquitranes. Estos últimos se vieron amparados por la resolución 135/2002 según la cual se dispone que su tasa será del 0%, situación que se modifica dos años más tarde mediante el Decreto N° 336/04 que fija nuevamente que la alícuota correspondiente será del 5% al igual que el resto de los derivados de petróleo.

⁴⁶ En el caso de los etilenos, propilenos, butilenos y butadienos la alícuota será del 5%, mientras no se hace referencia al gas natural en cualquiera de sus estados y butanos en estado gaseoso.

tener una alícuota del 20%. De esta manera, para mediados del 2004 a todos los hidrocarburos gaseosos se le aplicaba una retención del 20%⁴⁷.

Pocos meses mas tarde, agosto del 2004, el PEN introdujo una nueva modificación referida al tratamiento de las exportaciones de petróleo crudo. Conforme la Resolución N° 532/04 se establece una alícuota marginal progresiva a partir de la alícuota básica del 25% y hasta un máximo de 45% cuando el precio del barril de WTI superara los 45 dólares.

⁴⁸

Finalmente, el cuadro de los derechos de exportación vigente en la actualidad es el que se detalla en los Cuadro N° 1 y 2.

Cuadro N° 1 - Anexo 1: Alícuotas correspondientes a los derechos de exportación de hidrocarburos. Año 2006

2006	
Detalle	Alícuota
Derivados de Petróleo	5%
Hidrocarburos Gaseosos	20%
Excepto Etileno, propileno, butileno y butadieno.	5%
Vaselina / Parafinas	5%
Coque/ Betún	5%
Betunes Naturales	5%
Mezclas	5%

Fuente: En base a datos de la Sec. de Energía y el Min. De Economía.

⁴⁷ Menos etileno, propileno, butileno u butadieno que continua en 5%.

⁴⁸ En agosto de 2004 el precio del barril de petróleo WTI cotizaba a us\$ 44,90; en enero de 2006 llega a us\$ 64,95.

Cuadro N° 2. Anexo 1: Alícuotas correspondientes a los derechos de exportación de petróleo crudo. Año 2006

2006		
Petróleo Crudo		
Rango de precio WTI US\$/barril	Alícuota adicional	Alícuota Final
hasta 32	25%	25%
32,01 a 34,99	3%	28%
35,00 a 36,99	6%	31%
37,00 a 38,99	9%	34%
39,00 a 40,99	12%	37%
41,00 a 42,99	15%	40%
43,00 a 44,99	18%	43%
45,00 y más	20%	45%

Fuente: En base a datos de la Sec. de Energía.

En síntesis, el esquema tributario sobre las exportaciones de hidrocarburos no responde a criterios u objetivos claramente definidos. Mantiene un carácter de emergencia y transitorio, e incluso acotado en el tiempo; aunque progresivamente y de hecho pasó a tener más entidad como elemento regulador del precio interno como respuesta al incesante incremento de los precios internacionales. No obstante, sus alcances son limitados tal como lo demuestra la reducida participación estatal en la renta petrolera⁴⁹. Además, las alícuotas efectivas que gravan los precios de exportación son inferiores a las alícuotas nominales indicadas en las normas legales, en virtud del particular procedimiento de cálculo que aplica la Administración Nacional de Aduanas.

Esto es admitido por el propio Jefe del Gabinete de Ministros⁵⁰, quien declara que el Estado Nacional recibe una proporción menor “sobre el valor FOB, ya que la Aduana considera que las retenciones están contenidas en el precio de venta, siendo la tasa definitiva a considerar la siguiente: $1 - (1/(1+TD))$ ”. Para mayor precisión, y a modo de ejemplo referido a la exportación de petróleo, el informe oficial señala que siendo por entonces la tasa (TD) para el petróleo del 20%, la tasa efectiva sobre el precio FOB se reduce al 16,67%. En consecuencia, en la actualidad la alícuota nominal máxima del 45%,

⁴⁹ Ver Anexo 2.

⁵⁰ Informe del Jefe de Gabinete de Ministros al HCN N° 60 (Marzo 2004), página 177.

que corresponde aplicar puesto que el precio internacional es superior a U\$S 45, se reduce a una tasa efectiva de 31 %.

La particular metodología aplicada por la Aduana tiene otras implicancias en cuanto limita el alcance de los derechos de exportación como instrumento para regular la brecha entre los precios internacionales y los precios internos. Así, si por ejemplo continuara aumentando el precio internacional del petróleo el procedimiento señalado anularía la efectividad que los derechos de exportación como instrumento de contención de los precios internos. A modo de ilustración, si el precio del WTI llegara a U\$S 80, para mantener el precio de referencia para el mercado doméstico alrededor de U\$S 40 por barril, la alícuota nominal a aplicar debería ser del 100%. Resulta evidente entonces que, tal como se analiza en la Sección III, el mercado petrolero requiere de otros instrumentos de regulación en cuanto a la determinación de los precios internos y en cuanto a los instrumentos que pretenden captar parte de la renta petrolera.

En síntesis, hoy en día las retenciones no nacieron ni se mantuvieron bajo el criterio de una eficiente apropiación de la renta petrolera (ver Anexo 2), sino más bien como un instrumento fiscal y de control de precios internos. La práctica ha desvirtuado aún más este instrumento al punto de que si el actual procedimiento se mantiene entra en colisión con un precio internacional con tendencia creciente cuyos límites aún son poco claros. Este instrumento es muy acotado para captar el monto de renta petrolera que es necesario para financiar la estrategia de desarrollo energético.

ANEXO 2: LA RENTA PETROLERA, PERÍODO 1999-2004

La renta petrolera se estima como diferencia entre los valores de producción, al correspondiente costo internacional, y el costo de producción. En el cálculo se considera solamente la renta *upstream*, excluyéndose así la ganancia obtenida en las etapas de refinado y comercialización. Considerando el criterio de la USEIA (*United States Energy Information Administration*), el costo de producción incluye los costos de exploración, extracción y producción más los costos administrativos y la depreciación.

En general, se estima la parte de esa renta captada por el gobierno como proveniente de la recaudación de impuestos. En el caso de Argentina, se considera el pago de regalías, derechos a la exportación y el impuesto a las ganancias⁵¹. Los impuestos indirectos sobre hidrocarburos, tales como el impuesto al valor agregado y a consumos específicos, no se consideran como parte de la renta petrolera.

En 2004 Argentina extrajo una media diaria de 690 mil barriles, 14% menos que en 1999. En términos de valores, la suba del precio del petróleo más que compensó esa declinación. Por su parte, la devaluación redujo los costos de producción a un estimado de U\$S 6,1 por barril. En consecuencia, la renta petrolera se incrementó significativamente, alcanzando 7.100 millones de dólares (Cuadro N° 1).

Cuadro N° 1 Anexo 2: Renta de la Extracción Petrolera.

Años	Extracción	Precio	Costo de la Producción	Renta	Renta Total
	Millones de Barriles	Dólares por Barril			Millones de Dólares
1999	293	16	7,9	8,1	2.373
2000	282	26,6	7,9	18,7	5.273
2001	285	22,2	7,9	14,3	4.075
2002	276	22,2	6,1	16,1	4.444
2003	270	26,7	6,1	20,6	5.562
2004	250	34,4	6,1	28,3	7.132

Fuente: UNCTAD (2005); Sobre la base de datos de la Secretaría de Energía; estados contables, memorias y reseñas de Repsol YPF y Petrobrás Energía S.A.

⁵¹ Hay cuestiones metodológicas discutibles en este trabajo, que sin embargo es útil como referencia. Por ejemplo, la cifra de impuesto a las ganancias se calcula sobre la base de los balances de las empresas, pero sin discriminar que las mismas no solo extraen petróleo sino que también explotan gas, procesan derivados, etc. Otra cuestión conflictiva es la de las regalías que cobran las provincias, sobre todo al momento de diseñar una estrategia de desarrollo energético que controle la aplicación de fondos con el objetivo aquí propuesto de una mayor exploración de hidrocarburos y un cambio de la matriz energética.

Los ingresos del gobierno aumentaron considerablemente en términos absolutos en los últimos años debido a la expansión de la renta total y a la introducción de derechos a las exportaciones. Sin embargo, la participación del gobierno en el total de la renta petrolera disminuyó de un 44,6% en 2001 a un 36% en 2004.

Parte del problema se debe a la privatización de YPF. Argentina es una excepción en este campo. En Ecuador, por ejemplo, el Estado obtiene cerca de 2/3 de la renta petrolera principalmente a través de Petroecuador, la cual, a pesar de su caída en la participación en la producción total, en el 2003 aún aportó 75% del ingreso público proveniente del petróleo⁵².

En México, la Constitución establece el monopolio estatal de la industria petrolera incluyendo la exploración, producción, refinamiento, almacenamiento, transporte y distribución de petróleo crudo y sus derivados. Estas actividades son desarrolladas por la empresa estatal PEMEX. La renta es totalmente estatal, parte importante de la cual la empresa estatal transfiere mediante el pago de varios impuestos que ascienden a un total de cerca del 61% de sus ingresos. Adicionalmente, cuando el precio del petróleo supera el nivel establecido en el presupuesto gubernamental, debe pagar un 39,2% suplementario de su ganancia excedente.

En Venezuela, desde 2001 el Gobierno ha recibido alrededor de 2/3 de la renta total -la mayoría en forma de regalías-, dividendos e impuestos pagados por la empresa estatal PDVSA (que provee 65% de la producción total en el 2004). Adicionalmente, PDVSA ha utilizado parte de su beneficio para la financiación de programas sociales.

En síntesis, la experiencia internacional muestra que el Estado argentino no sólo capta una baja proporción de la renta petrolera, sino que además no tiene ningún control sobre el uso de la misma. No hay posibilidades de encarar ninguna estrategia de desarrollo energético, en el sentido planteado en este trabajo, sin aumentar la proporción de la renta petrolera que capta el Estado y se destinan los fondos a las inversiones necesarias para aumentar la explotación en hidrocarburos y modificar la matriz energética.

⁵² UNCTAD (2005), capítulo “Distribución de la renta petrolera y minera: Algunas evidencias de Latinoamérica, 1999-2004”.

Referencias Bibliográficas

Bibliografía

- De Dicco, Ricardo (2003): “Análisis comparado de los aprovechamientos hidroeléctricos de los ríos Paraná y Uruguay. Los casos de los proyectos binacionales Corpus y Garabí”, IDICSO-USAL, Buenos Aires.
- Fernandez Franzini, Alfredo, coord. (2006): “Diagnósticos y perspectivas energéticas de la Argentina, período 1980-2024”, mimeo, Buenos Aires, febrero.
- Fernández Franzini, Alfredo. (2005): “Análisis comparativo de los reactores nucleares de 3ª y 4ª generación”, IDICSO-USAL, Buenos Aires.
- Flores, René (2006): “Lineamientos para promover un uso más racional de la energía”, marzo, mimeo.
- García, Juan M. (2005): “Diagnósticos y perspectivas de las fuentes de energía y combustibles renovables de Argentina”, IDICSO-USAL, Buenos Aires.
- Giumelli, Laura (2005): “Diversificación de la matriz eléctrica. El desafío de construir eficientemente”, ponencia Jornada Revista Mercado Eléctrico, Buenos Aires, noviembre.
- I.A.P.G (2005): “Pozos perforados - Año 2004”, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, Buenos Aires.
- Kozulj, Roberto (2005): Presentación Jornada de la Revista Mercado Eléctrico, Buenos Aires, noviembre, www.mercadoelectrico.com.ar
- Kozulj, Roberto y Pistonesi, Héctor (2004): “Elementos para el análisis de la actual crisis energética argentina”, Revista Energética, OLADE (Organización Latinoamericana de la Energía), Quito (Ecuador), octubre-diciembre.
- Lo Vuolo, Rubén y Seppi, Fernando (2006): “Los Fondos Fiduciarios en la Argentina: La Privatización de los Recursos Públicos”, CIEPP, Buenos Aires, abril, www.ciepp.org.ar
- Meira, Juan (2005): “Aprovechamientos hidroeléctricos”, ponencia Jornada Mercado Eléctrico, Buenos Aires, noviembre, www.mercadoelectrico.com.ar.
- Palamidessi, Hugo (2005): “Energía Nuclear”, ponencia Seminario Una Estrategia Nacional de Desarrollo con Equidad, Organizado por el Plan Fénix, Facultad de Ciencias Económicas, Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires, 2-5 de agosto, www.econ.uba.ar/planfenix.

- Rabinovich, Gerardo (2005): “Crisis energética y perspectivas económicas a mediano plazo”, Instituto Argentino de la Energía Gral. Mosconi, Buenos Aires, noviembre.
- Rey, Carlos F. (2004): “Planeamiento energético ¿para qué sirve? ¿cómo se hace?”, Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Boletín Energético N° 15, Buenos Aires.
- SAGPyA / IICA Argentina (2005): “Perspectivas de los biocombustibles en la Argentina y Brasil”, Subsecretaría de Agricultura, Ganadería y Forestación de la Nación, IICA Argentina, Buenos Aires, octubre.
- Secretaria de Energía de la Nación (2005): “Boletín Anual de Hidrocarburos 2004”, Ministerio de Planificación Federal, Inversión y Servicios Públicos, Buenos Aires.
- UNCTAD (2005): “Trade and Development Report 2005, New York y Ginebra.
- Vergagni, Gustavo A. (2004): “La industria del etanol a partir del maíz ¿Es factible su desarrollo en Argentina?”, V&A Desarrollos Empresarios, Buenos Aires, setiembre.