



**Ministerio de Desarrollo Social y
Medio Ambiente
Secretaría de Desarrollo Sustentable y
Política Ambiental**

**PROYECCIONES Y
OPCIONES DE MITIGACIÓN
SECTOR ENERGÉTICO**



PREFACIO

El presente informe final sobre Proyecciones y Opciones de Mitigación del Sector Energía, es el resultado del cumplimiento de los términos de referencia elaborados por la Secretaría de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable, en el marco del Plan de Trabajo para la Adopción de Metas de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Proyecto ARG/99/003).

El informe resume un esfuerzo significativo desarrollado por el equipo de trabajo del Instituto de Economía Energética para cumplir en tiempo y forma con una tarea compleja, ardua y de amplias connotaciones. La misma debió desarrollarse en el escaso margen de noventa días, incorporando un volumen de información extremadamente importante.

El desarrollo y cumplimiento de las tareas no hubiera sido posible sin la colaboración de actores del sector y funcionarios al equipo interno de trabajo. En este sentido se agradece la colaboración de la Secretaría de Energía por medio del Ing. Enrique González, Ing. Osvaldo Landi e Ing. Eduardo Casarramona; de AGEERA, a través de diferentes reuniones con la Lic. Adriana Kowalewski y el Ing. Hipólito Choren; la Cámara Argentina de Generadores Eólicos, por medio de la colaboración de su Vicepresidente Sr. Oscar R. Balestro; Greenpeace, a través de la asistencia y conversaciones mantenidas con el Sr. Juan Carlos Villalonga y los funcionarios de la Secretaría de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable, especialmente el Coordinador del Proyecto, Dr. Vicente Barros y la Lic. Mariana Conte Grand y el Dr. Daniel Barrera.

En mi carácter de coordinador de este informe deseo destacar la excelente labor del equipo de trabajo interno constituido por: Hilda Dubrovsky, Fernando Groisman, Víctor Bravo y Anibal Dobrusin y la colaboración y asistencia de los colegas que desarrollaron el Informe de Inventario: Osvaldo Girardin, Nicolás Di Sbroivacca y Gustavo Nadal.

La tarea de tipeo y armado final de informes, junto al desarrollo de innumerables gráficos, no fue menor y es fruto de la dedicación sin límites de Susana González y Paula Pérez.

Daniel Bouille
Agosto 1999

INDICE

Indice

1.	Introducción	1
2.	Metodología de trabajo y modelo utilizado.....	2
2.1.	Metodología general.....	2
2.2.	El Modelo.....	2
3.	Estructura del Informe.....	3
1.	Introducción	5
2.	El contexto Energético	5
2.1.	El funcionamiento actual del sistema energético argentino.....	5
2.2.	Evolución histórica del Consumo Energético Final	7
2.3.	Las Políticas Energéticas y la Transformación del Abastecimiento de Energía.....	15
3.	El contexto ambiental.....	25
3.1.	Evolución de las emisiones totales de CO ₂	25
3.2.	Evolución de las emisiones específicas de CO ₂	27
3.3.	Intensidades energéticas y de emisión de CO ₂	29
3.4.	Conclusiones	30
1.	Introducción	33
1.1.	Los precios internos de la energía	33
1.2.	La innovación tecnológica.....	36
1.3.	El Comercio exterior de energía.....	38
1.4.	Evolución de la eficiencia energética	40
1.5.	Síntesis de las pautas referidas a cada una de los sectores/actividades de consumo y abastecimiento.....	40
1.	Escenario de crecimiento socioeconómico bajo (CEMA BAJO).....	43
1.1.	Identificación de los elementos relevantes del Escenario Socioeconómico	43
1.2.	La demanda final de energía: análisis sectorial y agregado.....	43
1.2.1.	Sector Residencial	43
1.2.2.	Sector Comercial y Público	45
1.2.3.	Sector Transporte	46
1.2.5.	Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca	54
1.2.6.	Sector Industrial	55
1.2.7.	Sector No Energético.....	59
1.2.8.	Sector Consumo Propio.....	60
1.2.9.	Los resultados agregados.....	60
1.3.	El Abastecimiento Energético	63
1.3.1.	La industria eléctrica	63
1.3.2.	La Industria del Gas	66
1.3.3.	La industria petrolera.....	68
1.3.4.	Los consumos de energía primaria	70
1.4.	Las emisiones de GEI.....	72
1.4.1.	Las emisiones de CO ₂	73
1.4.2.	Las emisiones de CH ₄	79
1.4.3.	Las emisiones de N ₂ O	79
1.4.4.	Las emisiones de NO _x	80
1.4.5.	Las emisiones de CO	80
2.	Escenario de crecimiento socioeconómico medio (FIEL MEDIO).....	81
2.2.	La demanda final de energía: análisis sectorial y agregado.....	83
2.2.1.	Sector Residencial	83
2.2.2.	Sector Comercial y Público	84
2.2.3.	Sector Transporte	85
2.2.4.	Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca	89
2.2.5.	Sector Industrial	89
2.2.6.	Sector No Energético.....	91
2.2.7.	Sector Consumo Propio.....	92
2.2.8.	Los resultados agregados.....	92
2.3.	El Abastecimiento Energético	95
2.3.1.	La industria eléctrica	95
2.3.2.	La Industria del Gas	¡Error!Marcador no definido.
2.3.3.	La industria petrolera.....	¡Error!Marcador no definido.
2.3.4.	Los consumos de energía primaria	¡Error!Marcador no definido.

INDICE

2.4.	Las emisiones de GEI.....	98
2.4.1.	Las emisiones de CO ₂	99
2.4.2.	Las emisiones de CH ₄	104
2.4.3.	Las emisiones de N ₂ O	105
2.4.4.	Las emisiones de NO _x	106
2.4.5.	Las emisiones de CO.....	106
3.2.	La demanda final de energía: análisis sectorial y agregado.....	107
3.2.1.	Sector Residencial.....	108
3.2.2.	Sector Comercial y Público.....	109
3.2.3.	Sector Transporte	110
3.2.4.	Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca	113
3.2.5.	Sector Industrial	113
3.2.6.	Sector No Energético.....	115
3.2.7.	Sector Consumo Propio.....	116
3.2.8.	Los resultados agregados.....	116
3.3.	El Abastecimiento Energético	119
3.3.1.	La industria eléctrica	119
3.3.2.	La Industria del Gas	121
3.3.3.	La industria petrolera.....	123
3.3.4.	Los consumos de energía primaria	125
3.4.	Las emisiones de GEI.....	127
3.4.1.	Las emisiones de CO ₂	128
3.4.2.	Las emisiones de CH ₄	134
3.4.3.	Las emisiones de N ₂ O	134
3.4.4.	Las emisiones de NO _x	135
3.4.5.	Las emisiones de CO.....	136
1.	Introducción	143
1.1.	Indicadores socioeconómicos.....	143
1.2.	Indicadores Energéticos	143
1.3.	Indicadores de Emisiones.....	144
1.	Introducción	145
2.	Los sectores analizados	145
3.	El contexto internacional.....	146
4.	Los precios internos	146
5.	El comercio exterior de energía.....	147
6.	Opciones de Mitigación	147
6.1.	Sector Transporte	147
6.2.	El rol de la cogeneración.....	150
6.2.1.	Rendimientos y coeficientes.....	151
6.2.2.	Sistemas de Cogeneración.....	152
6.2.3.	Potencial Técnico de Cogeneración	152
6.2.4.	Potencial económico.....	153
6.3.	Las opciones de mitigación en el abastecimiento de energía	155
6.3.1.	Las opciones en la industria eléctrica	155
7.	Las emisiones de GEI asociadas a las diferentes opciones de mitigación.....	161
7.1.	El Sector Transporte.....	161
7.2.	Cogeneración.....	162
7.3.	Hydroenergía.....	163
7.4.	Energía Eólica	164
8.	Algunas conclusiones.....	165
1.	Introducción	169
2.	La Industria Eléctrica	170
2.1.	Introducción	170
2.2.	Sustitución de generación térmica por hidráulica.....	171
2.3.	Sustitución de generación térmica por eólica	178
3.	Cogeneración.....	182
3.3.	Resultados obtenidos.....	186
3.4.	Consideraciones adicionales.....	188
4.	Consideraciones Finales.....	189
4.1.	Generales.....	189

INDICE

5.	Sobre los abordajes metodológicos y supuestos.....	189
1.	Introducción	2
2.	La promoción de la eficiencia energética en los usos finales	2
2.1.	Las políticas oficiales	2
2.2.	Los resultados obtenidos hasta ahora	4
2.3.	La limitación de los mecanismos de mercado	5
3.	La eficiencia energética en el abastecimiento de energía.....	8
4.	La promoción de fuentes energéticas no emisoras	9
4.1.	Las políticas vigentes	9
4.2.	Las tendencias del mercado.....	11
4.3.	Las principales barreras para el uso de estas fuentes.....	12
4.4.	Los mecanismos de promoción	16

Capítulo I

Consideraciones Generales

1. Introducción

El presente Capítulo constituye una breve introducción al estudio para desarrollar un análisis prospectivo de la potencial evolución del consumo y abastecimiento de energía en el periodo 1997-2012 y los efectos de dicha evolución sobre la emisión de Gases de Efecto Invernadero.

De acuerdo a los términos de referencia establecidos en el correspondiente contrato, Fundación Bariloche debe⁽¹⁾:

“Construir un escenario sectorial que describa la evolución del sistema energético de la República Argentina para el periodo 2008-2012, analizando la oferta y la demanda final de energía y desagregando el comportamiento de aquellas actividades sectoriales de mayor emisión de gases de efecto invernadero, estimar dichas emisiones si no se ponen en vigor acciones específicas de mitigación e identificar y ponderar las posibles opciones de mitigación disponibles.”

Para el cumplimiento de tal objetivo, están en desarrollo las siguientes actividades:

“Teniendo en cuenta los escenarios macroeconómicos y sus contextos internacionales y regionales, así como los desarrollos esperados de la tecnología, los limitantes físicos y naturales, y las restricciones económicas del sistema se deberá:

Generar escenarios de la actividad energética global, estimando el desarrollo estructural del sector de forma de poder calcular la producción y el uso en los siguientes sectores:

a. La demanda final de energía :

- Sector Industria
- Sector Residencial
- Sector Comercial y Público
- Sector Transporte
 - i. Transporte de Pasajeros
 - ii. Transporte de Cargas

b. El abastecimiento de energía

- La industria eléctrica.
- La industria del gas.
- La industria petrolera.

Identificar las más importantes y posibles opciones de mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero tanto en la demanda como en la oferta de energía, teniendo en cuenta para ello el poder de calentamiento de los gases evitados.

Realizar un análisis de los impactos sobre el sistema socioeconómico de las opciones de mitigación de las emisiones procedentes del sistema energético. El análisis incluirá la estimación de los costos - análisis costo-efectividad-derivados de la implementación de las medidas de mitigación alternativas y sus efectos en el empleo, balance de divisas y otros impactos socioeconómicos y ambientales. El nivel de detalle de la estimación de estos efectos dependerá de la información disponible.

Entre las opciones de mitigación a tomar en cuenta se incluyen:

- a. La sustitución entre fuentes en la generación de electricidad: incluyendo las fuentes consideradas de emisión cero y las fuentes de baja emisión, según las previsiones y proyectos desarrollados por la Secretaría de Energía, así como de acuerdo con la nueva legislación puesta en vigor para algunas de estas fuentes;
- b. El aumento de la eficiencia energética en la generación de electricidad;
- c. El aumento de la eficiencia energética en los sectores Residencial y Comercial;

(1) Transcripción parcial de los Términos de referencia incluidos como Anexo I del correspondiente contrato.

d. En el caso del sector transporte se analizarán las siguientes opciones:

- Mejora en la eficiencia técnica en los vehículos
- Sustitución entre fuentes (en particular la de Gasolina por GNC, según los proyectos en elaboración, aplicables al sector de cargas y pasajeros)

El escenario base no incluirá el impacto de aquellas medidas de mitigación inductoras de la penetración de nuevas fuentes, a adoptarse en la Argentina como consecuencia de la puesta en vigor de nueva legislación con ese propósito.”

Como resultado de estas actividades “se generarán cuatro escenarios energéticos de base y, de acuerdo a las opciones de mitigación seleccionadas y la indicación de las autoridades responsables del proyecto, se identificarán los escenarios de mitigación que serán comparables con los escenarios de base. De acuerdo a los resultados e hipótesis, el Comitente identificará dos de los escenarios energéticos de base - de los cuatro elaborados- que deberán mantenerse a los efectos de ser utilizados como referencia.”

2. Metodología de trabajo y modelo utilizado

2.1. Metodología general

Para la realización de estudios de mitigación del cambio climático se desarrolla la comparación de dos escenarios de evolución futura del sistema analizado. Uno de ellos (*Escenario de Base*) asociado con la evolución previsible, dada la dinámica actual del sistema y ante la falta de acciones o políticas explícitas para reducir las emisiones de gases con efecto invernadero (GEI) o bien para incrementar la capacidad de absorción de GEI (sumideros). El segundo escenario (*Escenario de Mitigación*), por el contrario, supone elegir un conjunto de acciones u opciones de mitigación del cambio climático, a fin de evaluar la conveniencia de promover su implementación.

En el caso particular de analizarse las posibilidades de mitigación en el sistema energético (consumo y abastecimiento de energía), el planteo de los escenarios se basa en un *Diagnóstico* que permita tanto comprender las relaciones economía-energía y energía-medio ambiente, como la dinámica propia con la cual se desenvuelven la actividad económica y el sistema energético objeto del estudio, así como también su impacto sobre la acumulación de GEI en la atmósfera.

Previo al armado del *Escenario de Mitigación*, es necesario identificar y caracterizar las opciones de mitigación disponibles en los sectores analizados. En rigor, el planteo del *Escenario de Mitigación* supone una preselección de aquellas opciones juzgadas como más interesantes para mitigar los efectos del cambio climático, a los efectos de este estudio las opciones de mitigación se basan en una preselección de sectores y acciones definidas por el Comitente.

La evaluación de las opciones de mitigación debe realizarse sobre la base de los *costos* y *beneficios* que presentan en relación a la situación esperada en el *Escenario de Base*. Es importante notar que dentro de esta definición, el término *costos* se refiere tanto a los recursos económicos adicionales que deberían comprometerse en la implementación de las opciones de mitigación contenidas en el Escenario, como a cualquier otro sacrificio que deba asumir la sociedad en su conjunto, o alguno de sus integrantes, para mitigar el cambio climático. La monetización de dichos costos y beneficios depende, entre otros elementos, de la información disponible, de la posibilidad de cuantificar efectos, de la adecuada valorización de los impactos y del conocimiento sobre la relación dosis-respuesta en el caso de externalidades.

2.2. El Modelo

En ambos Escenarios se analizó el funcionamiento detallado del sistema energético controlando la consistencia de los flujos de energía, desde las reservas hasta el consumo, mediante el uso del modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System) desarrollado por el Stockholm Environment Institute - Boston Center at the Tellus Institute.

El LEAP es un modelo de simulación compuesto por 6 módulos y una base de datos ambiental a partir de la cual se calculan los impactos ambientales asociados a la evolución prevista del sistema energético. Los 6 módulos están destinados a:

- *Análisis de la Demanda*: una estructura arborescente que permite calcular los requerimientos de energía, partiendo de los usos finales y con el nivel de desagregación definido por el usuario en función de la disponibilidad de información.
- *Análisis del Abastecimiento*: destinado a la representación de las cadenas energéticas y los procesos requeridos para abastecer la demanda de energía del sistema analizado. También en este caso se trata de una estructura flexible en la cual el usuario puede reflejar las características propias del sistema analizado.
- *Análisis Ambiental*: es un marco contable destinado a calcular los impactos ambientales del funcionamiento del sistema energético, tanto en lo que se refiere a los requerimientos de energía como a su abastecimiento.
- *Análisis de la Biomasa*: pensado para aquellos sistemas en los cuales buena parte de los requerimientos de energía son satisfechos a partir del uso de combustibles de la biomasa, este módulo analiza las consecuencias del uso energético en términos de su impacto sobre el uso de la tierra.
- *Evaluación de Escenarios*: A partir de información sobre los costos asociados a cada proceso, tanto en el consumo como en el abastecimiento de energía, el programa realiza una evaluación económica del escenario analizado en comparación con un escenario de referencia.
- *Agregación de resultados*: Este módulo permite agregar los resultados obtenidos en el análisis de un escenario particular, a diferentes niveles, para la confección de los informes.

El uso del LEAP permite controlar la consistencia de las hipótesis de los Escenarios a través de la proyección de los balances energéticos para el período de análisis y de la interrelación entre las cadenas energéticas.

3. Estructura del Informe

A efectos de mostrar los resultados de los análisis desarrollados se procede a la elaboración de un informe final, cuya estructura y contenido abarca los siguientes temas y capítulos.

El Capítulo siguiente –Capítulo II, incluye una actualización de los diagnósticos energéticos y ambientales desarrollados en oportunidad de los estudios de mitigación del sector energético nacionales. A tal fin se han revisado y ajustado los valores históricos incluidos en dichos informes y se ha adicionado los años más cercanos incluyendo los análisis correspondientes.

El Capítulo III incluye la prospectiva asociada a los tres Escenarios de Base Socioeconómicos (alto, medio y bajo) en lo referente a los valores esperados del consumo de energía así como las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

El capítulo IV incorpora la descripción de las opciones de mitigación identificadas y su efecto sobre el consumo de energía y las emisiones de gases, en base a los resultados del Escenario de Base Medio².

El capítulo V desarrolla los costos directos –siguiendo el principio de costo-efectividad-, asociados a cada una de las opciones de mitigación identificadas³. Dado el alcance y los plazos de ejecución del proyecto no ha sido posible avanzar en la monetización de los efectos económicos sociales y ambientales. incorporar la estimación de los costos asociados a las opciones de mitigación.

Finalmente el Capítulo VI, incluye algunos comentarios sobre la implementación de acciones de mitigación en la Argentina

² Además de las opciones solicitadas por el Comitente se ha incluido el análisis del papel de la Cogeneración

³ En el caso del Sector Transporte, la información detallada ha sido incluida en el informe desarrollado por el Consultor Víctor Bravo.

Capítulo II:

Diagnóstico Energético y de Emisiones

1. Introducción

En este Capítulo se presenta una breve descripción del contexto energético y ambiental en el que deberán insertarse las predicciones sobre la evolución futura del sistema y las potenciales acciones tendientes a mitigar el cambio climático en la Argentina. Para ello, se resume la dinámica del desarrollo energético argentino y su influencia sobre el medio ambiente. Desde el punto de vista ambiental, sólo se hará hincapié en el impacto de las políticas energéticas sobre las emisiones de gases de efecto invernadero.

2. El contexto Energético

La situación del sistema energético argentino, tanto en su trayectoria histórica como en la actualidad, se analiza en este Informe con el objeto de explicar los principales factores que impulsan su dinámica, a la luz de los cambios regulatorios e institucionales producidos en los últimos años en las industrias energéticas del país.

En el marco de la definición e implementación de políticas de mitigación del cambio climático interesa analizar tanto los aspectos salientes en la conformación de la demanda de energía primaria, como las estrategias más importantes que están adoptando las empresas energéticas actuantes en el país, aspectos que se tratan en las Secciones siguientes.

2.1. El funcionamiento actual del sistema energético argentino

La forma más gráfica para visualizar el funcionamiento del sistema energético, tanto en lo que se refiere a los orígenes de la oferta de las diferentes fuentes como a sus destinos, es a través de un flujograma como el que se presenta en el Gráfico N° II.1. En dicho gráfico se observan los flujos de energía desde la producción hasta los consumos finales de los diferentes sectores socioeconómicos, donde el ancho de las barras es directamente proporcional a las cantidades de energía involucradas.

Este diagrama de flujos representa en forma simplificada el Balance Energético de 1997, tal como lo procesa la Secretaría de Energía. En él se destaca el papel preponderante que juegan el Petróleo (43%) y el Gas Natural (45 %) en la producción de energía primaria, frente a la escasa relevancia de los combustibles vegetales y el carbón mineral, si bien estos porcentajes pueden estar algo sobrestimados por las deficiencias del sistema estadístico de la Secretaría de Energía para captar la producción y consumo de los combustibles vegetales (leña, residuos agroindustriales y carbón vegetal).

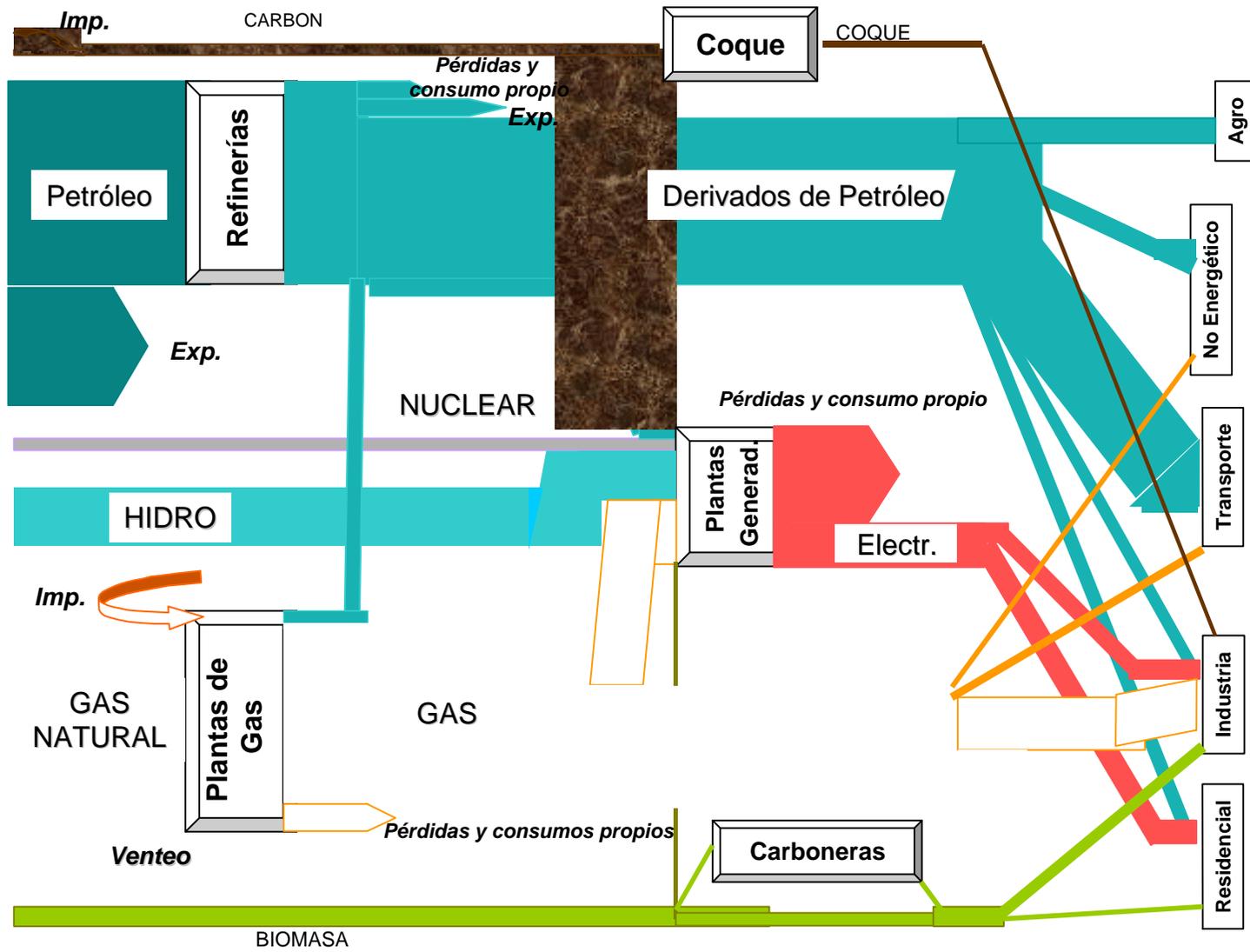
La importación de fuentes primarias de energía es de escasa importancia y se concentra fundamentalmente en la importación de Gas Natural desde Bolivia, de Carbón coquificable para uso siderúrgico y de Petróleo Crudo. Por el contrario, el saldo neto del comercio exterior de Crudo alcanzó en 1997 casi el 40% de la producción nacional.

A esto deben agregarse las exportaciones de Gas Natural, que comienzan en 1997 con la entrada en operación de dos gasoductos a Chile y que se acentuará en el futuro con las exportaciones a Chile, Uruguay y Brasil.

Las centrales eléctricas actúan como punto de contacto físico entre las diferentes cadenas energéticas, ya que utilizan como insumo todos los productos representados y constituyen el principal destino intermedio de la energía ofertada. Como puede apreciarse, el consumo de Derivados en centrales eléctricas es en la actualidad relativamente bajo frente al Gas Natural y a la energía hidráulica. El bajo precio relativo del Gas respecto de los Derivados está limitando el uso de Derivados exclusivamente para atender los casos de restricciones de abastecimiento de gas, ya sean estacionales o permanentes. En este contexto, la evolución futura de la generación eléctrica debe ser analizada con especial atención en la prospección del mercado interno del Gas.

Una situación totalmente diferente se presenta a nivel del Consumo Final de energía, que se corresponde con la energía destinada a los diferentes sectores socioeconómicos. Como puede observarse, los Derivados se destinan fundamentalmente al Transporte y la maquinaria agrícola, en tanto las Industrias, el Comercio y las familias han reemplazado casi totalmente los Derivados por el Gas Natural en los usos calóricos. En consecuencia, y a menos que se revierta en el futuro el proceso de sustitución por Gas Natural registrado en el pasado en estos sectores, el mercado interno de los Derivados estará esencialmente determinado por la evolución que sufra el sector Transporte y, en menor medida, por la mecanización de la producción agrícola.

Gráfico II.1
Flujo de Energía - Año 1997



La expansión futura de la producción de Gas, debida tanto a la dinámica del mercado interno como a las exportaciones previstas, podría morigerarse si se mejorara la eficiencia de la industria gasífera. Las pérdidas están asociadas al venteo de gas en yacimientos. La magnitud que todavía tiene el venteo permitiría expandir la oferta sin incrementar necesariamente la producción. Sin embargo, la mejora efectiva de la eficiencia de la industria gasífera dependerá de las condiciones de producción y de la efectividad de las reglamentaciones que castigan el aprovechamiento del Gas.

2.2. Evolución histórica del Consumo Energético Final

Nos referiremos aquí a la tendencia histórica del consumo final de energía con fines energéticos (Consumo Energético Final). Esto es, eliminando del consumo final todos los productos no energéticos.

El consumo energético final total

Las crisis frecuentes que ha atravesado la economía argentina en los últimos 30 años han afectado la evolución de los consumos energéticos finales. No obstante, sólo en los momentos de más aguda recesión económica (1975, 1985 y 1989) se ha quebrado la tendencia decididamente creciente de los consumos de energía, alterando significativamente la elasticidad-producto del consumo.

En términos generales puede afirmarse que en los períodos recesivos se observa un crecimiento importante de la elasticidad-producto del consumo energético final. Si bien estos resultados son esperables por la asimetría de la respuesta del consumo a las variaciones de la actividad económica, la magnitud y los orígenes de este fenómeno varían dependiendo de las condiciones reinantes en cada momento.

En el caso argentino y desde mediados de la década del '60, la elasticidad-producto del consumo de energía osciló alrededor de 0.8/0.9 en los períodos de expansión económica (1965/70; 1970/75 y 1990/94). En la segunda mitad de los años Setenta, la mayor incidencia de industrias energointensivas en un contexto de estancamiento económico, junto con mayores consumos en el Transporte y en los edificios, llevó la elasticidad a valores cercanos a 1.4.

El primer quinquenio de la década del Ochenta estuvo signado por una importante recesión económica que redujo los consumos de energía en el transporte y, en menor medida, en la industria. Estas disminuciones no pudieron ser compensadas por el aumento de los consumos residenciales y comerciales, registrándose una leve caída del consumo energético final total. Pese a la reducción del consumo, la elasticidad-producto en el quinquenio 1980-1985 es prácticamente nula, mostrando una cierta inelasticidad hacia la baja.

Por el contrario, la segunda mitad de la década muestra una leve recuperación de los consumos energéticos, a pesar de mantenerse el estancamiento de la economía nacional. La responsabilidad sobre el incremento de los consumos de energía recae exclusivamente sobre los sectores Residencial y Comercial, ya que tanto la industria como el transporte no tuvieron modificaciones sustantivas en sus consumos. Como consecuencia de esta situación, la elasticidad-producto alcanzó valores inusualmente altos (3.9).

Durante la década del 90 se registran las mayores tasas de crecimiento dentro del período analizado. Sin embargo, la recuperación de la actividad económica en el país se vio alterada, ya que en 1995 el PBI sufrió una caída del 4.4% respecto del año anterior. En consecuencia, el valor promedio para el período 90-97 corresponde a una combinación de clara reactivación económica y de recesión, elevando la elasticidad-producto por encima de la unidad.

Si se independizaran ambos efectos se tendría una elasticidad-producto ligeramente inferior a 0.8 para el subperíodo de crecimiento económico y de -0.87 (elasticidad negativa) durante la recesión de 1995, reflejando un aumento en los consumos de energía a pesar de la caída de la actividad económica. La mayor parte del incremento en el consumo de energía durante 1995 se produjo en la industria, no obstante ser el sector más afectado por la recesión económica (casi 7% de caída en el Valor Agregado Industrial). Si bien no existen en el País estadísticas confiables respecto del consumo energético en cada rama de actividad industrial, es esperable que la dinámica de los consumos durante 1995 haya estado motorizada por la industria alimenticia y la producción de metales básicos, que fueron las únicas actividades manufactureras que escaparon a la recesión generalizada.

A lo largo de todo el período, el sector más dinámico en el consumo de energía fue el Residencial y Servicios⁽⁴⁾, alcanzando en 1990 una participación cercana al 32% que se redujo al 27,5% en 1997. Es importante destacar que

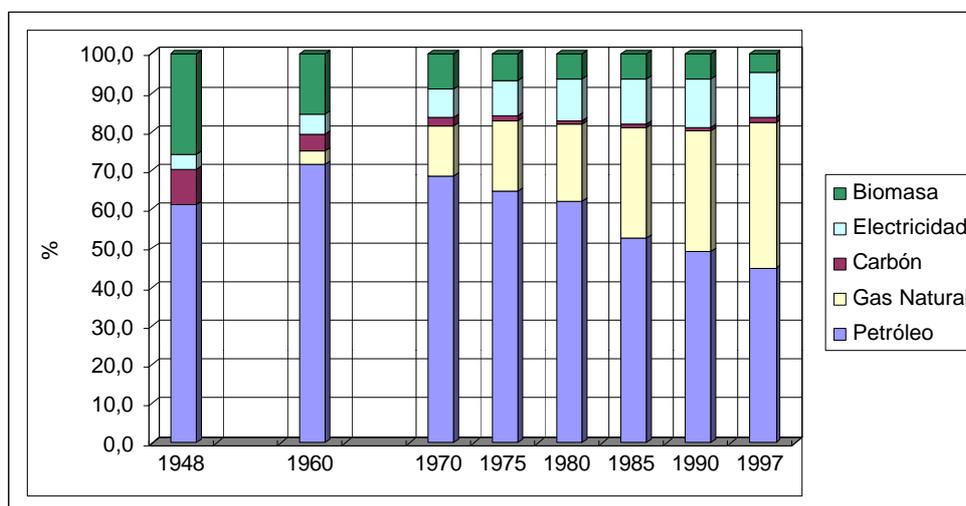
(4) El consumo sectorial creció a una tasa promedio anual acumulativa del 3.3% frente al 2.3% del consumo final total.

esta alta participación de los consumos residenciales y de servicios se alcanzó sobre la base del uso de fuentes comerciales de alta eficiencia como el gas natural y la electricidad, que en conjunto representaban casi el 85% de los consumos finales del sector en 1997. Los combustibles de la biomasa, por su parte, representaban menos del 4% del consumo final sectorial.

Los consumos de energía para el transporte, que alcanzaban cerca de 434,7 PJ en el año 1980, declinaron hasta ubicarse en 1990 en niveles similares a los registrados en 1978 (alrededor de 397,3 PJ). Esta situación se revirtió en el último quinquenio, en el cual los consumos de energía para el transporte crecieron en un 47% (a 1997), convirtiendo a este sector en el mayor dinamizador del consumo energético final y superando ampliamente al sector Residencial.

En lo que se refiere al tipo de fuente energética consumida, la evolución de los consumos muestra con claridad el impacto de las políticas energéticas implementadas con cierta continuidad en el país, que se detallan en la Sección 3.3 de este Informe. En efecto, la expansión de las redes de distribución eléctrica y de gas, junto con una política de precios promocional para el gas natural frente a los derivados del petróleo, permitió la penetración de estas fuentes en los usos finales, como puede apreciarse en el Gráfico N° II.2. En la presentación de los cambios estructurales del consumo energético final por fuente se ha preferido ampliar el período de análisis a fin de mostrar el proceso histórico de penetración y sustitución de los derivados del petróleo.

Gráfico N° II.2.
Estructura por fuentes del Consumo Energético Final Total



La disponibilidad de gas natural a precios razonables en buena parte del territorio nacional previno la penetración de la electricidad en los usos calóricos, con la única excepción de ciertos procesos industriales donde los hornos eléctricos mejoran la calidad de la producción. Este hecho ha limitado la participación de la electricidad en los consumos energéticos, a pesar de que su expansión ha sido sostenida durante todo el período de análisis. La importante participación de los consumos del sector transporte en el consumo final total, basado casi exclusivamente en derivados de petróleo, impide apreciar en el Gráfico N° II.2 el alcance de la penetración del gas y la electricidad en otros sectores de consumo.

Como se verá más adelante, los derivados de petróleo sólo abastecieron el 15% de los consumos del sector Residencial y de Servicios y el 8,4% de los requerimientos energéticos de la industria en 1997, lo cual nos está indicando un cierto grado de saturación en la penetración del gas natural. Lograr una mayor penetración del gas en sustitución de los derivados del petróleo requeriría también la expansión de las redes y muy especialmente de la capacidad de transporte. En el abastecimiento de gas durante el período de mayor consumo, siempre se le ha dado prioridad a los clientes domésticos, comerciales y pequeños industriales. En tanto los grandes consumidores industriales, por lo general, tienen contratos de suministro interrumpible y están obligados a consumir derivados de petróleo durante el período invernal si existen limitaciones al abastecimiento derivadas de falta de capacidad en los gasoductos.

Los Consumos Industriales

A lo largo de todo el período de análisis la actividad de la industria manufacturera estuvo signada por importantes cambios estructurales, que naturalmente se reflejaron en la magnitud y composición de los consumos de energía. Dadas las dificultades para obtener una serie consistente de los niveles de actividad industrial desde 1970 hasta la fecha, nos concentraremos aquí en la evolución registrada desde 1980.

Tal como se aprecia en el Gráfico N° II.3, durante la década del Ochenta se registró una reducción de la actividad industrial en la cual los años 1985 y 1990 corresponden a la sima recesiva. Aún cuando los niveles de actividad se reflejaron en los consumos energéticos, que a lo largo de la década cayeron casi un 5%, la intensidad energética de la industria muestra una tendencia creciente, especialmente en el primer quinquenio.

En términos generales puede decirse que la industria metal-mecánica fue la más afectada, perdiendo casi 10 puntos de participación en el Valor Agregado Industrial (VAI). La mayor estabilidad en la producción de bienes no durables reforzó su primacía en la industria manufacturera, alcanzando casi el 40% del VAI en 1990.

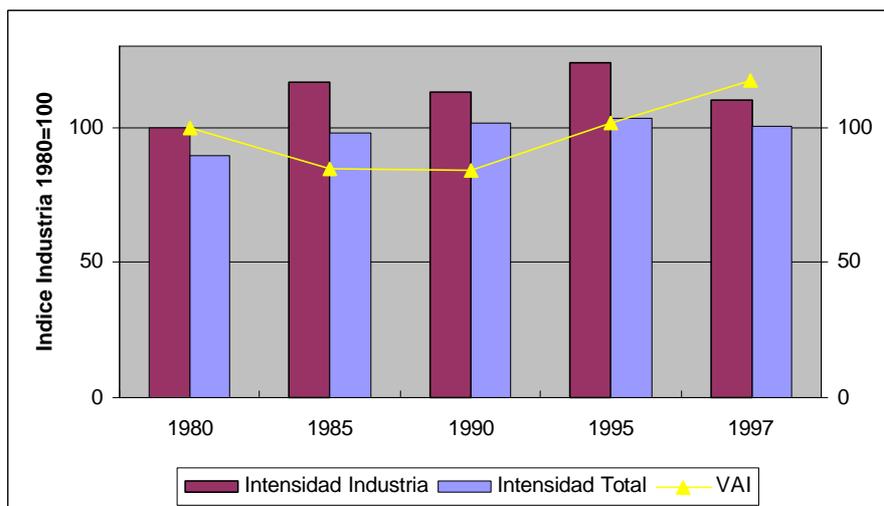
Dentro de este panorama general, ciertas industrias más energointensivas gozaron de subsidios y protecciones⁽⁵⁾, lo cual contribuyó a incrementar la intensidad energética de la industria en este período. Es interesante notar que la intensidad energética total tuvo una tendencia fuertemente creciente entre 1980 y 1985, dinamizada en este caso por la expansión de los consumos energéticos de los sectores Residencial y Comercial.

Para el análisis del último periodo (1990-1997) se ha preferido separar la etapa expansiva de la industria (1991-1994), permitiendo identificar los efectos de la fuerte recesión que sucedió a la crisis financiera producida a fines de 1994 por el estrangulamiento del sector externo mejicano.

(5) En especial la industria siderúrgica, del cemento, la automotriz y la azucarera

CAPITULO II

Gráfico N° II.3
Intensidad Energética



La etapa expansiva se corresponde con el mantenimiento de la intensidad energética industrial gracias al dinamismo de la producción de celulosa y papel, las industrias metálicas básicas y la industria automotriz. A ello debe agregarse una renovación tecnológica en las industrias alimenticias, producida por la transnacionalización de las empresas nacionales, acompañada por un importante proceso de automatización. Sin embargo, la industria muestra en este período un menor dinamismo que el sector terciario de la economía, lo cual induce una disminución en la intensidad energética total (el año 1994 no se ha incluido en el gráfico).

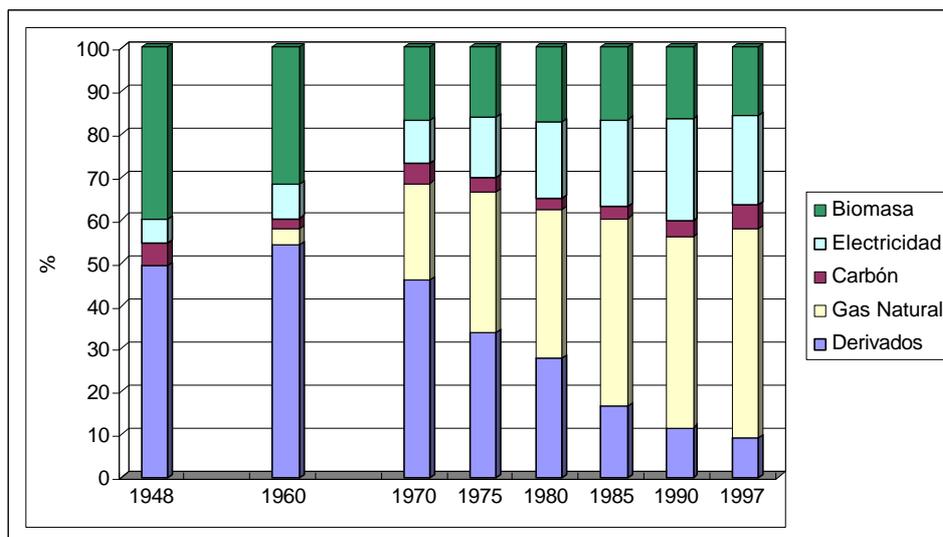
Durante la recesión de 1995 se vieron especialmente afectadas la industria de la madera (-27%), la industria metal-mecánica (-17%), la elaboración de productos minerales no metálicos (-11.5%) y la industria del papel (-6.8%). Por el contrario, la producción de productos alimenticios y de minerales metálicos básicos han continuado su tendencia expansiva. Este hecho, junto con el aumento de la capacidad ociosa en otras ramas industriales, explica el crecimiento de la intensidad energética de la industria, que se observa también a nivel del conjunto de la economía. En este último caso, el crecimiento cercano al 11% (con respecto a 1990) de la intensidad energética total está justificado casi exclusivamente por el sector transporte, ya que los consumos en los restantes sectores socioeconómicos prácticamente no registraron variaciones significativas.

La recuperación del crecimiento en 1996 y 1997 produjo un efecto positivo sobre la intensidad energética del sector, reduciendo un 12% la misma, con respecto a los valores alcanzados en 1995. Este ejemplo revela cierta relación directa entre ritmo de crecimiento elevado de la actividad y mejora de eficiencia energética, aspecto de relevancia a considerar al momento de las proyecciones y prospectivas.

Estos cambios estructurales en la actividad manufacturera y en la intensidad energética de la actividad estuvieron acompañados por cambios no menos importantes en el tipo de fuente energética consumida por la industria. A fin de apreciar con claridad el proceso histórico de sustitución entre fuentes de energía en la industria, el Gráfico N° II.4 muestra la evolución de la participación de las diferentes fuentes energéticas en el consumo final industrial desde 1948.

Como puede observarse, el Gas Natural juega actualmente un papel preponderante en el abastecimiento de los consumos calóricos, que a principios de la década del Sesenta eran abastecidos fundamentalmente por los Derivados del Petróleo y los combustibles de la Biomasa. Incluso los combustibles de la Biomasa han superado a los Derivados, debido fundamentalmente al aprovechamiento de los residuos agroindustriales especialmente en la industria azucarera.

Gráfico N° II.4
Estructura por fuente del Consumo Energético Industrial



La penetración del Gas Natural está fuertemente condicionada a la disponibilidad de la infraestructura de transporte y distribución de Gas. Si bien es cierto que hubo una cierta expansión de estos servicios en los últimos años, no ha habido diferencias significativas en las áreas servidas, aún cuando se redujeron las restricciones de suministro en el invierno por la ampliación de la capacidad de los gasoductos troncales. Por tanto, la mayor penetración del Gas en la industria durante la última década pareciera reflejar sobre todo el proceso de concentración de la industria alrededor de los grandes centros urbanos que cuentan con este servicio.

La incorporación de nuevas tecnologías para ciertos usos, en particular la utilización de bombas de calor quemando gas para acondicionamiento de aire y conservación de alimentos, podría acelerar la penetración del Gas en este sector. Pero esta mayor utilización del Gas Natural sería en detrimento de la participación actual de la energía eléctrica.

Los cambios estructurales en la producción, así como la modernización tecnológica, favorecieron también la mayor penetración de la electricidad proveniente del servicio público especialmente durante la década del Ochenta cuando llegó a abastecer más del 23% de los consumos energéticos totales de la industria.

Adicionalmente, las tarifas eléctricas históricamente favorecieron la electrificación creciente. Incluso en la actualidad los precios son relativamente bajos, si bien existe una importante dispersión tarifaria entre los grandes consumidores y los pequeños productores industriales que favorece, tanto en el caso del Gas como de la Electricidad, a los primeros.

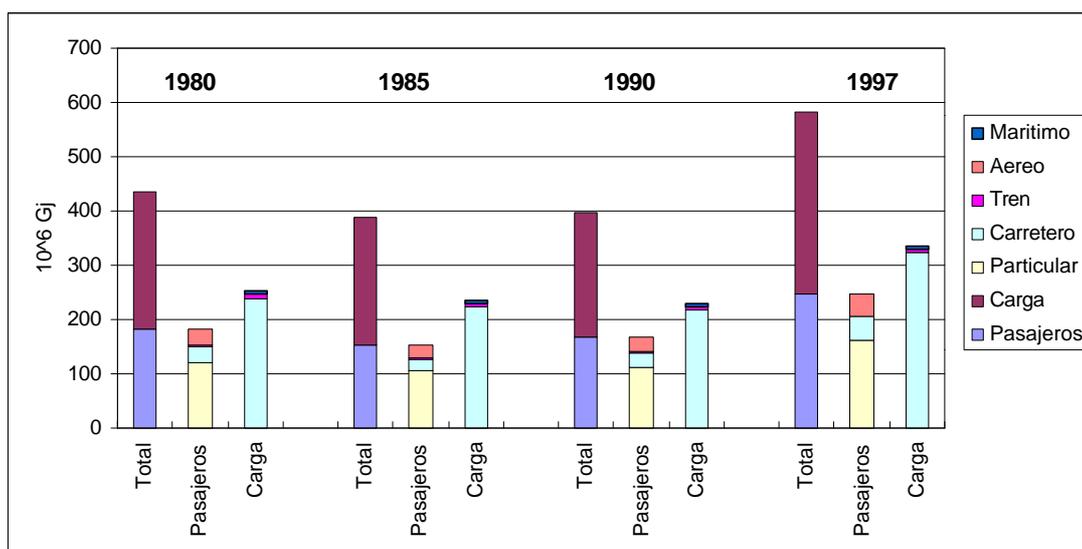
Los consumos de energía en el Transporte

Los consumos de energía en el transporte, que tuvieron una retracción durante la década del 80, crecieron en forma sostenida entre 1990 y 1997 (cerca del 5,5% anual acumulativo).

Tal como puede apreciarse en el Gráfico N5, la disminución de los consumos en el período 1980-1985 afectó con mayor intensidad al transporte de pasajeros, que redujo su participación en los consumos de energía a menos del 40% en 1985. En los últimos 12 años, por el contrario, el transporte de pasajeros ha mostrado una mayor dinámica que el transporte de cargas cuya participación en los consumos de energía se redujo en 5 puntos entre 1985 y 1997.

CAPITULO II

Gráfico N° II.5
Evolución de los consumos energéticos del Transporte.



En lo que se refiere al transporte de pasajeros, los automóviles (particulares y taxis) tienen una incidencia preponderante en los consumos energéticos (un 65%), en tanto el transporte colectivo está perdiendo participación, especialmente en los últimos años, pese a una cierta recuperación en el ferrocarril urbano entre 1994 y 1997. Este fenómeno afecta tanto al autotransporte de pasajeros como al ferroviario y subterráneo.

En el caso del ferrocarril, el progresivo deterioro del servicio y la posterior eliminación de buena parte de los servicios de larga distancia, antes de la privatización de los servicios, significaron una reducción del 40% en los pasajero-kilómetros transportados por este medio entre 1985 y 1994, para recuperarse fuertemente entre 1994 y 1997 hasta superar en este último año en 4% los valores de 1995. Este incremento se explica exclusivamente por la recuperación del transporte urbano y suburbano en el área Metropolitana. Dadas las condiciones en las que se realizó la privatización del servicio de pasajeros, es poco probable que esta situación se revierta en el futuro, salvo en los servicios de media y corta distancia del área metropolitana.

En el periodo 1985-1997 se deterioró la eficiencia energética del transporte ferroviario de pasajeros en un 27%. Esto muestra que los cambios en la política de transporte afectaron más el nivel de ocupación de los trenes que la distancia recorrida anualmente, si bien el incremento del consumo específico puede deberse también a la falta de renovación del material rodante y de la infraestructura ferroviaria en general.

Una parte de la demanda de transporte perdida por el ferrocarril fue captada por el autotransporte de pasajeros. Sin embargo, este fenómeno pareciera haberse dado sólo entre 1994 y 1997, ya que todos los indicadores muestran un estancamiento del transporte automotor colectivo entre 1985 y 1990.

Entre 1994 y 1997 las distancias recorridas por las unidades, tanto de corta como media y larga distancia, creció alrededor del 40%. Esta expansión de la actividad, sin embargo, no se reflejó totalmente en los consumos de combustibles, que crecieron un 33% (en el transporte carretero) gracias a la renovación del parque de vehículos y a la incorporación de unidades energéticamente más eficientes.

Los últimos 7 años muestran un notable aumento de la demanda de transporte aéreo de pasajeros de cabotaje (cercano al 54%) después de la contracción sufrida a fines de la década del Ocho por la crisis económica. El abaratamiento de las tarifas aéreas, así como la reactivación económica y la supresión de ciertos servicios ferroviarios de larga distancia, contribuyeron a incrementar el nivel de actividad del transporte aéreo de cabotaje.

El consumo específico de este tipo de vuelos, en términos del combustible consumido por pasajero-kilómetro transportado, se redujo en un 14% entre 1990 y 1997 gracias al mayor índice de ocupación de los aviones y a la renovación de parte de la flota de aviones. No obstante esta mejora en la eficiencia energética del transporte aéreo de cabotaje, los consumos de combustible de este modo de transporte crecieron casi un 85% debido casi exclusivamente al incremento de los vuelos internacionales.

En el subsector de transporte de personas, son los automóviles los que juegan un papel dominante por su incidencia en los consumos energéticos. La Argentina alcanzó en 1997 una tasa de motorización de 7,27 habitantes por vehículo, considerando tanto los automóviles particulares como los taxis y remises. Si bien la tasa de motorización ha crecido en forma permanente a lo largo de todo el período de análisis, la expansión del parque se dio fundamentalmente tanto a principios de la década del Ochenta, cuando alcanzaba a 9.9 hab/veh, como en los últimos 7 años.

La expansión del parque promovió el crecimiento de la industria automotriz, que alcanzó en promedio al 20,5% anual acumulativo (medido sobre el valor de la producción) entre 1990 y 1997, lo cual implicó cuatriplicar la producción nacional de automotores en el mismo período.

A pesar de la incorporación de nuevos automóviles, el parque sigue siendo relativamente antiguo. Baste decir que el 44% de los automóviles tiene una antigüedad menor a los 7 años, en tanto el 26% supera los 10 años y el 30% los 20 años. Al margen de la incidencia que esto tiene sobre los consumos energéticos promedio, el control más estricto sobre las condiciones técnicas de los vehículos, así como los planes de canje, instaurados a partir de 1995, condujeron a una cierta depuración del parque.

En lo que respecta al transporte de mercancías, como puede apreciarse en el Gráfico N5, sólo se ha reactivado en los últimos años después de una década de estancamiento, reactivación que produjo un crecimiento del orden del 2% anual acumulativo en sus consumos energéticos entre 1990 y 1997.

El transporte carretero de cargas ha ido ganando preeminencia a lo largo de todo el período, en detrimento del transporte ferroviario, fluvial y marítimo. En efecto, las Tn-km de mercancías transportadas por ferrocarril se han reducido en un 53% entre 1985 y 1993. En los últimos años pareciera haberse desacelerado la pérdida de carga ferroviaria, hasta llegar en 1997 a niveles levemente superiores a los de 1985.

Comparando estos valores con la evolución de los consumos energéticos de este medio de transporte, surge que la intensidad energética, en términos de la energía consumida por Tn-km transportada, tuvo una leve mejora del 2% en los últimos 7 años, aún cuando supera en un 10% los valores registrados en 1985. Las empresas privadas que ahora explotan los servicios de carga, como se menciona, han recuperado en parte la participación perdida por el ferrocarril en el transporte de mercancías y seguramente mejorarán la eficiencia energética de este medio de transporte.

En general, el parque de autotransporte de carga muestra aún más que los automóviles signos de envejecimiento. En efecto, sólo el 32% del total de vehículos (aproximadamente 433600 en 1997) tiene una antigüedad menor a los 7 años, mientras el 41% tiene más de 10 años y el 27% más de 20 años. En estos guarismos incide fuertemente la obsolescencia del parque de vehículos de corta y media distancia.

En lo que se refiere a las fuentes de energía consumidas por el sector transporte, a lo largo del período 1980-1997 se produjo una sustitución de las motonaftas, que redujeron en 24 puntos su participación. Esta sustitución estuvo liderada sobre todo por el transporte de cargas, si bien las motonaftas fueron reemplazadas, también, en el transporte de personas.

La evolución de la estructura del parque automotor para el transporte de cargas por tipo de vehículo y combustible muestra claramente que la mayor transformación se operó en el transporte de media distancia (entre 2 y 4 Ton de capacidad de carga) y con mayor intensidad en la primera mitad de la década del Ochenta. En el transporte de corta distancia (menos de 2 Ton de carga), los vehículos nafteros representan el 28% de las unidades existentes con fuerte penetración del DO y GNC. Para el transporte de cargas de larga distancia prácticamente han desaparecido los vehículos nafteros.

En el caso del transporte de personas, las motonaftas sólo son consumidas por los automóviles (particulares, taxis y remises), ya que toda la flota de ómnibuses y colectivos tuvieron motores diesel a lo largo de todo el período de análisis. La evolución del parque de automóviles muestra una reducción de 12 puntos en la participación de los vehículos con motores nafteros, que sin embargo en 1997 todavía constituían el 87% del total. Cabe destacar, que las ventas de motonaftas también se vieron afectadas en la segunda mitad de la década del 80 por la caída del salario real y la crisis económica, situación que se revirtió, aunque levemente, en lo que a las ventas de motonaftas se refiere, entre 1990 y 1994 para volver a caer posteriormente por las sustituciones por el Diesel Oil y el GNC.

Los menores precios relativos del Diesel Oil contribuyeron a la sustitución de las motonaftas, compensando

rápidamente los mayores costos de inversión realizados por los usuarios. En el caso de los automóviles, cerca del 8% del parque en 1997 correspondía a vehículos con motor diesel, penetración que se logró casi totalmente a partir de 1985. En consecuencia, la participación del Diesel Oil en el transporte de personas se incrementó entre 1990 y 1997 debido tanto al crecimiento del transporte colectivo interurbano, como a la fuerte expansión en el uso del automóvil particular y taxi.

Un elemento que limitó la penetración de los automóviles gasoleros, a pesar del precio sensiblemente más bajo que el de las motonaftas, fue la promoción del uso del Gas Natural Comprimido (GNC) mediante una adecuada política de precios. El uso de este combustible tiene la ventaja de que puede lograrse adaptando los vehículos existentes con motores Otto, con una inversión relativamente baja.

Entre 1985 y 1997 más del 4% del parque de automóviles y el 45% de los taxis fue adaptado para el uso de GNC, esto es cerca de 241000 vehículos, responsables de más del 5% del consumo de combustibles del subsector transporte de personas. Es de remarcar que estos guarismos se han logrado sin que penetrara el GNC en el transporte colectivo de pasajeros. El bajo costo del Diesel Oil y la existencia de una flota equipada totalmente con motores diesel desalentó la adaptación de los vehículos, a pesar de haberse logrado soluciones técnicas que viabilizarían la conversión de los ómnibus y colectivos.

El GNC sí penetró en el transporte de cargas, representando en 1997 alrededor del 9% del consumo total de combustibles de este subsector. Esto es consecuencia de la adaptación de alrededor del 15% de los vehículos de menos de 2 Ton de capacidad de carga utilizados para el transporte de cargas de corta distancia.

El papel que jugará en el futuro el GNC en el sector transporte dependerá fuertemente de los precios relativos de esta fuente respecto de las motonaftas y del Diesel Oil. Como se verá más adelante, la reforma institucional del sector energético en la Argentina puede introducir cambios importantes en la política de precios instrumentada en el pasado.

Los consumos energéticos residenciales, comerciales y de servicios

Los consumos energéticos de las familias y los comercios crecieron en forma sostenida en los últimos 40 años, siendo menos afectados por los vaivenes económicos que el consumo energético final total en el país. Los períodos de deterioro de los indicadores económicos (1975-1990) sólo atemperaron el crecimiento de los consumos energéticos sectoriales. En los períodos de expansión económica (1970-1975 y 1990-1994) pareciera que la tendencia de los consumos energéticos está más vinculada a la evolución del salario real que a la del PBI per cápita.

En parte, estos resultados están mostrando la influencia de la creciente tercerización de la economía argentina, en particular a partir de 1975; cierta inelasticidad hacia la baja de los consumos energéticos sectoriales; y la influencia de la expansión de la oferta de ciertas fuentes energéticas sobre los patrones de consumo energético sectoriales.

En lo que se refiere a la influencia de la oferta sobre los consumos energéticos, dos fuentes han jugado un papel preferencial: la electricidad y el gas natural distribuido por redes. Tal como puede apreciarse en el Gráfico N° II.6, estas dos fuentes concentraban en 1997 más del 81% de los consumos energéticos del sector, con clara preeminencia del gas (62% del consumo energético), y con una tendencia fuertemente expansiva desde 1960. Esta expansión se hizo a expensas de la sustitución de los derivados del petróleo, ya que en las estadísticas energéticas nacionales los combustibles de la biomasa carecen de significación, si bien es posible que los consumos reales sean superiores a los registrados.

Teniendo en cuenta la diferente calidad de prestación entre el Gas Natural, el Gas Licuado de Petróleo y el Kerosene, así como su relación de precios en la Argentina, está claro que el Kerosene constituye un bien "inferior" en el sentido económico, por lo cual es reemplazado por el Gas Licuado de Petróleo a pesar de su precio más elevado y ambos son sustituidos rápidamente por el Gas Natural siempre que esté disponible.

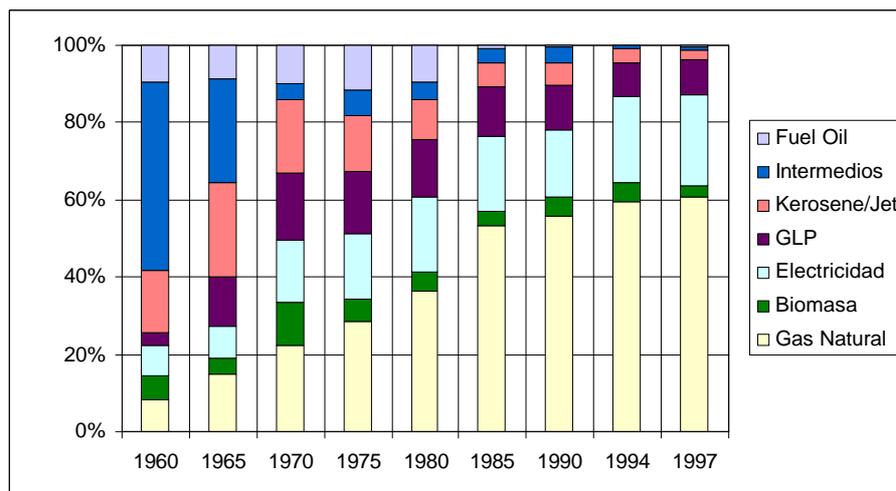
Históricamente, la diferencia de precio entre el Gas Natural y los otros combustibles fue suficiente para amortizar rápidamente las inversiones adicionales necesarias para su uso (redes e instalaciones domiciliarias). Sin embargo, fue y será necesario disponer de cierto grado de financiamiento ágil y económico, para facilitar y mantener en el futuro esta sustitución.

Actualmente, el Gas Natural cubre no sólo las necesidades básicas de cocción sino también calentamiento de agua y calefacción. Al margen de su penetración en los distintos usos calóricos, la alta participación del Gas Natural en los

consumos totales también está reflejando el mayor consumo inducido por su disponibilidad. Encuestas realizadas en el país para distintos estudios han mostrado la mayor intensidad de consumo energético con fines calóricos en las familias que disponen de Gas Natural, dentro de un mismo nivel socioeconómico y bajo las mismas condiciones climáticas. De esta forma se ha constatado el consumo “inducido” por el Gas Natural gracias a su facilidad de uso y un menor precio de la caloría.

Una mayor penetración del gas natural en los hogares y las actividades comerciales requeriría la expansión de las redes de distribución en las áreas servidas. La construcción de gasoductos troncales hacia el Nordeste del país que aún no cuenta con provisión de gas podría promover la sustitución de la electricidad en ciertos usos.

Gráfico N° II.6
Estructura por fuente del Consumo Residencial y de Servicios.



En el caso de la electricidad, hasta el momento no ha existido una real competencia con el Gas Natural en el sector residencial. En las áreas donde ambas fuentes están disponibles, se ha establecido cierta especialización: el Gas Natural en los usos calóricos y la electricidad en iluminación, acondicionamiento ambiental (frío) y artefactos electrodomésticos. Sin embargo, es posible que en el futuro se produzca una mayor competencia entre las empresas distribuidoras por la captación del mercado de la refrigeración ambiental en ciertos estratos del sector servicios.

En lo que se refiere a las familias, en los últimos años se produjo el "blanqueo" de la situación de un gran número de usuarios eléctricos irregulares, lo cual permitió cuantificar la real demanda sectorial. La medición y facturación de estos consumos produjo reacciones contrapuestas entre los nuevos clientes. Por un lado, los de medianos ingresos se sintieron motivados a incrementar su consumo con la incorporación de nuevos electrodomésticos y, por el otro lado, los usuarios de bajos ingresos al tener que afrontar el pago de las facturas redujeron los consumos a lo estrictamente básico y necesario.

Este esfuerzo por acercar los registros de facturación a los consumos reales de electricidad, permitió reducir las elevadas pérdidas de distribución que estaban más influenciadas por los consumos ilegales que por el mal estado de las redes de distribución eléctrica.

2.3. Las Políticas Energéticas y la Transformación del Abastecimiento de Energía

Al margen de la influencia de los vaivenes económicos sobre el consumo energético final, es claro que las políticas energéticas contribuyeron para modificar la estructura del consumo y del abastecimiento de energía en el país. Sin embargo, el papel del Estado en la definición de la estructura del abastecimiento energético, así como los instrumentos para la implementación de políticas, han sufrido un cambio rotundo a partir de la reorganización y privatización de las industrias energéticas en 1992. En las Secciones siguientes se analizan en forma separada ambos períodos.

Las políticas energéticas y sus efectos hasta 1992

A pesar de contar con una dotación diversificada de recursos, a principios de siglo el abastecimiento energético

dependía en un 60% de hidrocarburos importados y el 39% correspondía a combustibles vegetales. La paulatina sustitución de los combustibles vegetales a partir de la década del 50 agravó aún más la dependencia de los hidrocarburos, especialmente del petróleo que, al sustituir al carbón mineral, llegó a abastecer el 76% del consumo aparente de energía en 1955.

Pese al temprano descubrimiento de yacimientos petrolíferos en el territorio nacional, varios factores conspiraron para que la producción nacional de crudo y derivados no jugara un papel más activo en el abastecimiento energético del país. En la primera mitad del presente siglo, la subordinación de los temas energéticos a la política económica global del país y a su estrategia de inserción en los mercados internacionales, favoreció la importación de productos energéticos (inicialmente carbón mineral y posteriormente petróleo crudo y derivados).

La explicitación de una política nacional dirigida a lograr el autoabastecimiento energético recién se produjo al finalizar la Segunda Guerra Mundial, cuando se hicieron evidentes los riesgos de la dependencia energética para el éxito de los programas de industrialización. Para alcanzar esta meta, los lineamientos de la política energética fueron:

- expandir la oferta de energía, de modo de no obstruir el crecimiento de la economía y mejorar la calidad de vida de la población en todo el territorio nacional
- incrementar la producción de energía local en todas sus formas (electricidad, gas natural, petróleo y derivados⁽⁶⁾), destinando fondos al desarrollo de la infraestructura básica
- diversificar las fuentes primarias utilizadas adaptando mejor la estructura de consumo a la de reservas, en particular promoviendo el uso del gas natural y la Hidroelectricidad
- promover un mayor conocimiento de los recursos energéticos locales, mediante el relevamiento del recurso hidroeléctrico y la promoción de la exploración minera hidrocarburífera

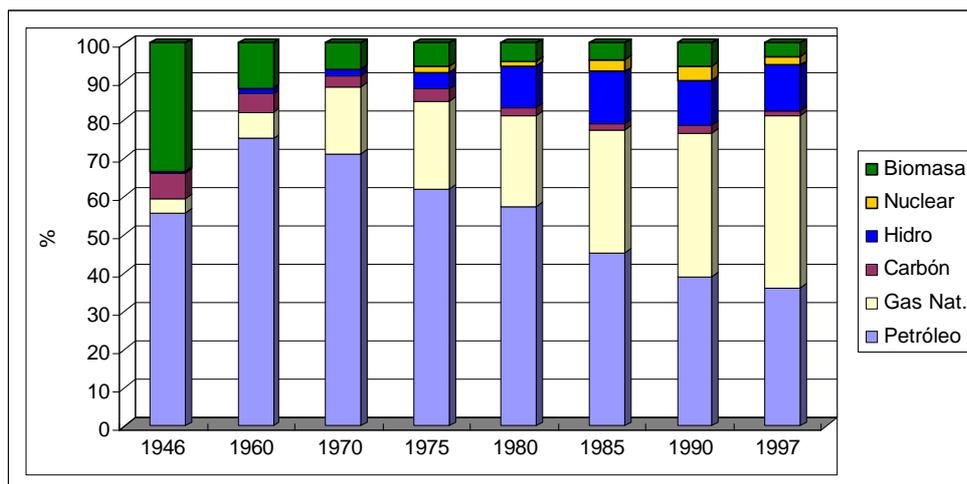
Si bien los aspectos ambientales no constituyeron la preocupación fundamental en la definición de la estrategia energética adoptada por el Estado, los cambios operados a lo largo de estos 50 años han reducido los impactos ambientales del consumo y del abastecimiento de energía.

La inestabilidad política que caracterizó a la Argentina desde entonces atentó contra la continuidad de las estrategias implementadas para alcanzar el autoabastecimiento energético, que sólo se logró en la última década, después de 40 años de haberlo establecido como meta. Escapa a los alcances del presente trabajo analizar en profundidad los vaivenes sufridos por la política energética y las causas que le dieron origen. Pero sí parece relevante reseñar las transformaciones del sistema energético al amparo de este objetivo consistentemente declarado (aunque no siempre instrumentado) de lograr el autoabastecimiento energético.

La evolución de la estructura por fuente del consumo aparente de energía en los últimos 53 años muestra en forma elocuente el éxito alcanzado en reducir la dependencia del petróleo y sus derivados, intensificando el uso del gas natural, la Hidroelectricidad y el uranio, a pesar de la importante sustitución de los combustibles vegetales (Ver Gráfico N° II.7).

Gráfico N° II.7
Estructura del Consumo Aparente de Energía.

(6) Existen yacimientos de carbón mineral en el sur del país, cuya explotación estuvo destinada casi exclusivamente a las centrales eléctricas, ya que los consumidores finales optaron por combustibles de mayor eficiencia y más fácil manipulación. La promoción del uso más intensivo del carbón en centrales eléctricas se planteó a comienzos de los Setenta. Pero la producción de carbón nunca alcanzó niveles económicamente competitivos y las centrales preparadas para quemar carbón terminaron utilizando fuel oil y gas natural

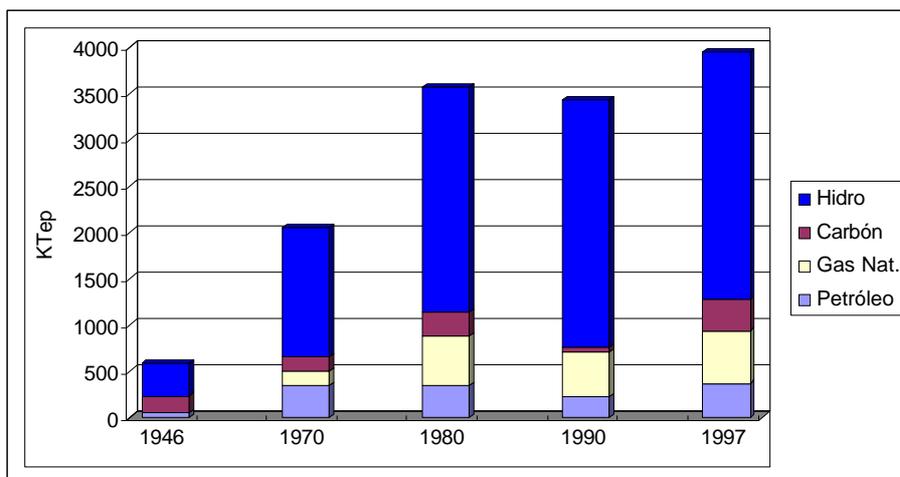


Los mayores esfuerzos para el logro de estas modificaciones se realizaron por el lado de la oferta de energía, si bien la mayor disponibilidad de fuentes más eficientes y la política de precios implementada indujeron alteraciones en la estructura del consumo final, como ya se vio.

Los cambios introducidos mejoraron sustancialmente la relación entre la estructura del consumo aparente por fuente y la estructura de las reservas de fuentes primarias del país.

El esfuerzo puesto tanto en el relevamiento del recurso hidroeléctrico, como en la exploración minera de hidrocarburos, permitió incrementar sustancialmente la magnitud de las reservas energéticas nacionales hasta 1980. La leve reducción de las reservas que se observa en el quinquenio 1985/1990 se produjo en realidad en 1990 como consecuencia de una auditoría internacional realizada inmediatamente antes de la privatización de las empresas públicas del área y cuyos resultados fueron importantes en la valuación económica de los activos privatizados. De hecho, con posterioridad a las privatizaciones las reservas de hidrocarburos volvieron a niveles similares a los cuantificados originalmente por las respectivas empresas públicas.

Gráfico N° II.8
Evolución de las Reservas Energéticas



Si bien la Hidroelectricidad ha mantenido durante todo este período su importancia relativa en las reservas⁽⁷⁾, la composición de las reservas de hidrocarburos se modificó sustancialmente a partir de 1978, cuando fueron descubiertos grandes yacimientos de gas natural en la región del Comahue. Estos descubrimientos reforzaron las políticas de sustitución de los derivados de petróleo, tanto en las centrales eléctricas como en los consumos finales, permitiendo al gas natural alcanzar una participación del 45% en el consumo aparente de energía en 1997, uno de los más elevados a nivel internacional.

En lo que se refiere a las centrales eléctricas, la decisión de construir grandes aprovechamientos hidroeléctricos y desarrollar la tecnología nuclear, tomada durante la década del 60, permitió cambiar la estructura de generación de electricidad del servicio público a partir del primer quinquenio de los Setenta, cuando las obras entraron en servicio.

La continuidad de esta política para el sector eléctrico permitió reducir progresivamente la participación de las centrales térmicas convencionales, que hasta 1970 producían el 90% de la energía eléctrica. La hidro y la nucleoelectricidad alcanzaron su máxima participación en 1985 (64%), pero las demoras sufridas en la construcción de nuevas centrales de este tipo redujeron su aporte al 42% de la generación eléctrica en 1997.

Las centrales térmicas convencionales, por su parte, actuaron como "pulmón estacional" de demanda del gas natural, mejorando el factor de utilización de los gasoductos troncales. Pero el uso intensivo, aunque interrumpible, del gas natural en centrales eléctricas se promovió a partir del descubrimiento de importantes yacimientos de gas a fines de los Setenta. La adaptación masiva de las centrales térmicas existentes para quemar gas permitió elevar del 38% al 90% la participación de esta fuente en el total de combustibles fósiles quemados en centrales entre 1980 y 1997.

A pesar del incremento en la utilización del gas natural, la producción de gas asociado creció durante la década del Setenta a un ritmo todavía mayor, dinamizada por la producción petrolera. Esto provocó un aumento en la proporción del gas venteado, que llegó a representar el 32% de la producción total de gas natural en 1978. Durante la década del 80, la expansión de la capacidad de transporte y la explotación de yacimientos gasíferos permitieron reducir la proporción del gas venteado al 11% de la producción.

El crecimiento del venteo del gas a fines de los años Setenta también estuvo asociado con la privatización de ciertos yacimientos de petróleo sin una regulación específica sobre el tema, que se dictó recién a principios de los 80. Más recientemente, las condiciones del mercado eléctrico mayorista promovieron la utilización del gas venteado en la producción eléctrica. Este tipo de aprovechamiento del gas venteado sólo impidió el incremento de la participación del venteo en la producción de gas, que se mantuvo en el 11%, en un período fuertemente expansivo de la producción petrolera, si bien a partir de 1997 se ha implementado una normativa que restringe el venteo y se espera reducirlo drásticamente en los próximos años.

(7) Las reservas hidroeléctricas consignadas en el Gráfico N° 8 se corresponden con el consumo térmico equivalente del potencial de generación hidroeléctrica durante un período de 50 años, considerado como vida útil promedio de las centrales hidroeléctricas

Los Instrumentos de Política utilizados en el Pasado

Para lograr esta profunda transformación del sector energético, el Estado intervino activamente ejerciendo simultáneamente 3 funciones:

- definición de las políticas y de las estrategias para cambiar la estructura de uso de los recursos energéticos nacionales, incluyendo los aspectos legales y regulatorios.
- desarrollo de la infraestructura física necesaria para la transformación.
- ejercicio del poder de policía sobre la prestación de los servicios energéticos.

Los instrumentos legales y regulatorios en el pasado reafirmaron el dominio del Estado Nacional sobre los recursos energéticos y enfatizaron el rol de las empresas públicas en la prestación de los servicios. Sin embargo, y muy especialmente en el área petrolera, estos instrumentos fueron más declarativos que efectivos. Recién en los últimos años, cuando se reestructuró el sector, la legislación modificó sustancialmente el rol asignado al Estado en el manejo de la problemática energética.

Durante 45 años el poder público recurrió a la planificación energética como instrumento adecuado para la definición de políticas energéticas y su coordinación con las políticas sociales y macroeconómicas. La implementación de tales políticas estuvo a cargo de las empresas estatales energéticas, que usaron los planes nacionales para la definición de sus programas de obras. Más allá de las dificultades de coordinación y los problemas financieros que se registraron durante estos 45 años, el resultado de estos esfuerzos fue relativamente exitoso en promover la transformación del sistema energético, como se vio anteriormente.

La política de precios y tarifas de la energía implementada por el gobierno fue oscilante y no siempre respondió exclusivamente a las estrategias energéticas. En los mercados finales los precios relativos, en general, respondieron a la intención de promover procesos de sustitución entre energéticos, especialmente entre el gas y los derivados de petróleo. Pero en el caso particular de la electricidad, la descentralización de los servicios de distribución realizada durante la década del 80 condujo a una dispersión de las tarifas eléctricas de discutible equidad regional y en muchos casos obstaculizando la mayor penetración de esta fuente.

Adicionalmente, la fijación del valor medio de los precios y tarifas a consumidores finales entre 1975 y 1990 estuvo más asociada a los planes antiinflacionarios del gobierno, que a las estrategias energéticas. El retraso tarifario en un contexto de alta inflación hizo que las empresas energéticas se vieran enfrentadas a problemas financieros que terminaron por deteriorar su desempeño técnico y comercial, particularmente en el caso de las eléctricas.

En los mercados intermedios de las cadenas energéticas, la fijación de precios fue la resultante de la disputa por la captación de la renta por parte de los agentes económicos públicos y privados que participaban en ellos. Como es lógico, lejos de "arbitrar" en esta disputa el Estado se convirtió en el espacio privilegiado donde se dirimieron estos conflictos.

Si bien este "mecanismo" de fijación de precios se utilizó recurrentemente en todas las cadenas energéticas, quizás sea en el área petrolera donde mayor repercusión tuvo sobre el accionar de las empresas públicas y sobre las posibilidades de alcanzar las metas de autoabastecimiento establecidas por la política energética.

La debilidad del Estado argentino para ejercer sus funciones regulatorias en el área energética se expresó históricamente. Hasta mediados de la década del 40, los organismos oficiales encargados de regular y controlar a las empresas concesionarias extranjeras mostraron una clara dificultad para hacer cumplir los términos de los contratos de concesión, si bien es cierto que los problemas energéticos no ocupaban el centro de la atención de las autoridades. En el caso particular del servicio eléctrico la falta de control del desempeño de las concesionarias extranjeras produjo serias dificultades en el abastecimiento, tarifas abusivas y baja calidad de servicio.

A partir de estas dificultades, y adhiriendo a la idea primante por entonces de que los gobiernos debían jugar un rol activo en la construcción de la infraestructura básica para promover el desarrollo económico, el Estado argentino se involucró más activamente en la producción de energía y en la prestación de servicios. Para ello reforzó o creó empresas públicas en las áreas petrolera, de gas, de carbón y eléctrica. Estas empresas constituyeron el brazo ejecutor de las políticas energéticas, produciendo la transformación del sistema que se describió anteriormente. Pero esta transformación sólo fue posible modificando sustancialmente la infraestructura energética.

En el área eléctrica, por ejemplo, lograr la mayor penetración de la electricidad y cambiar la estructura de fuentes energéticas usada por el sector significó:

- expandir la capacidad instalada en generación 12.5 veces, lo que equivale a un crecimiento cercano al 6% anual acumulativo durante 45 años.
- conformar sistemas interconectados regionales que permitieran centralizar el abastecimiento de la demanda, para lo cual se construyeron cerca de 27000 km. de líneas de subtransmisión.
- crear la red nacional de interconexión, que a través de 7100 km. de líneas de 500 kv. integra el 92% de la demanda y la generación eléctrica del país.

Por su parte el esfuerzo realizado por la empresa pública de gas para llevar el fluido desde los yacimientos hasta los consumidores, representó la construcción de cerca de 22000 km. de gasoductos troncales y secundarios, 1500 km. de redes de captación en yacimientos y 51000 km. de redes de distribución.

El rol jugado por la empresa estatal en el área petrolera puede sintetizarse para cada etapa de la actividad con los siguientes datos:

- en el área de exploración, contribuyó con el 94% de las reservas comprobadas incorporadas en los últimos 32 años de su existencia como empresa pública, para lo cual perforó casi 3300 pozos exploratorios (95% del total de pozos perforados en ese lapso).
- incrementó la producción de crudo a una tasa promedio del 4.2% anual acumulativo durante los últimos 32 años de gestión pública. A pesar de que en diferentes momentos históricos el gobierno celebró contratos con empresas privadas, que redujeron la participación de la empresa estatal en la producción de crudo del 88% al 65% en ese mismo período.
- construyó 6 refinerías, con una capacidad instalada de 71000 m³/día equivalente al 62% de la capacidad de refinación instalada en el país.

En los últimos años se ha enfatizado que la función regulatoria y de control de la prestación de los servicios por parte del Estado se ha visto opacada o postergada por su rol de productor, a través de las empresas públicas.

En verdad la regulación ha adolecido de serias fallas, pero no precisamente por falta de controles sino, por el contrario, por la superposición de controles y la utilización de las empresas públicas como mecanismos de transferencia de renta al sector privado, en particular en el área petrolera. Los ahogos financieros de algunas empresas públicas, provocados por este tipo de manejo, y el deterioro de la calidad de servicio en el abastecimiento eléctrico fueron la base de sustentación frente a la opinión pública para promover la reciente reforma del sector energético.

Los Cambios Regulatorios e Institucionales a partir de 1992

En el contexto de la reforma del Estado puesta en marcha en el año 1990, se produjo un cambio sustancial en la estructura institucional y en la regulación de todas las actividades energéticas, que asumió características diferentes dependiendo de la cadena energética.

Los motivos explicitados para promover la reforma, y que en gran medida determinaron sus características, fueron fundamentalmente dos: la incapacidad financiera del Estado para desarrollar actividades productivas y la "ineficiencia" estatal en la realización de este tipo de actividades. Sobre esta base se propuso que el sector privado asumiera la responsabilidad de operar las instalaciones existentes y se encargara de su expansión futura, en tanto el Estado intervendría lo menos posible para no obstaculizar la iniciativa privada y se limitaría a promover la competencia o a controlar el desempeño de las actividades monopólicas.

En el área petrolera, donde la política gubernamental ha sido más fluctuante a pesar de contar con la empresa energética estatal más antigua del país, la participación del sector privado viene de larga data. En reiteradas ocasiones se planteó la necesidad de recurrir a empresas privadas para alcanzar la meta del autoabastecimiento petrolero. Ya se ha visto que el esfuerzo en exploración y los éxitos en incrementar las reservas comprobadas de petróleo en el país han recaído sobre la empresa estatal, aún cuando se hayan celebrado contratos de exploración con empresas privadas en varias ocasiones.

Dichos contratos tampoco significaron una ventaja económica, ni para la empresa estatal ni para el país, ya que los precios pagados por el crudo obtenido por las empresas privadas superaron ampliamente los costos de producción de YPF y, en muchos casos, fueron superiores a los precios internacionales. En los períodos en que se logró incrementar la producción de crudo nacional, la contribución de YPF fue siempre más significativa que la de los

productores privados, quienes utilizaron sus volúmenes de producción como herramienta de presión para renegociar los precios de sus contratos.

Una vez logrado el autoabastecimiento a comienzos de los Ochenta, la promoción de la participación privada se hizo con la intención de alentar las exportaciones de petróleo. Si bien se realizaron algunos intentos previos, la verdadera reforma del sector petrolero, que se dio en llamar "desregulación petrolera", se concretó a partir de 1990.

Desde el punto de vista regulatorio, las reformas en el área petrolera incluyeron:

- el retiro de la concesión de áreas de exploración ya otorgadas a la petrolera estatal, abriendo la posibilidad de entregarlas en concesión a empresas privadas.
- libre disponibilidad del crudo por parte de las empresas privadas, autorizadas a exportar e importar libremente crudo y derivados.
- libre disponibilidad en divisas de los ingresos que las empresas obtengan por la venta de crudo y derivados de libre disponibilidad.
- equiparación de los precios internos con los internacionales
- libre adquisición del crudo para refinerías, hasta ese momento regulado por la Secretaría de Energía mediante la asignación de cuotas.
- regulación del uso de ductos y otros medios de transporte de la petrolera estatal para que pudieran ser utilizados por terceros.
- posibilidad de instalar nuevas refinerías y bocas de expendio final de combustibles.

En lo institucional, se reconvirtieron los contratos de producción ya existentes en concesiones o asociaciones con la petrolera estatal, a la vez que se dispuso su reestructuración y privatización. La reconversión de los contratos existentes, cuyo objetivo inmediato era alcanzar una oferta privada de crudo por lo menos igual a la demanda de las refinadoras privadas, significó el otorgamiento de concesiones a los contratistas cuyo precio de venta del crudo superaba el internacional (áreas marginales) y la posibilidad de asociarse con YPF para los contratistas cuyo precio era inferior al internacional (áreas centrales).

La reestructuración y privatización de la petrolera estatal se hizo por etapas y consistió en:

- privatización de las áreas marginales de explotación de YPF, algunas de ellas con alto potencial gasífero, una producción superior a los 200 m³/día y bajo costo operativo.
- privatización de las áreas centrales de explotación de YPF, mediante la venta de derechos de asociación con la empresa estatal con derechos sobre la producción y las reservas. Los porcentajes de asociación oscilaron entre el 60% y el 90% según las áreas. Junto con la reservas petroleras se transfirieron al sector privado las reservas gasíferas en las áreas privatizadas.
- privatización de activos "no esenciales" de la petrolera estatal, que inicialmente incluyeron 3 destilerías, un oleoducto, parte de la flota de buques y equipos de perforación y registración sísmica.
- mediante la ley de federalización de los hidrocarburos, el capital social de la petrolera estatal se distribuyó de la siguiente forma: 51% para el Estado Nacional, 39% para las provincias que adquirieran las acciones acreditando deudas impagas del Estado Nacional en concepto de regalías petrolíferas o gasíferas y hasta un 10% para el personal de la empresa. De acuerdo con esta Ley, el Estado Nacional y las Provincias debían privatizar por lo menos el 50% de las acciones en su poder, si bien la Nación no puede tener una participación inferior al 20% del capital societario. Durante 1993 el Estado Nacional transfirió al sector privado el 59% de las acciones de YPF.

La reforma en el área gasífera abarcó fundamentalmente las actividades de transporte y distribución, ya que la producción de gas natural siempre estuvo integrada a la cadena petrolera y el proceso de privatización de YPF reforzó este hecho al transferir a las empresas productoras de petróleo parte de las reservas gasíferas. Desde el punto de vista regulatorio, existe un gran paralelismo entre la nueva normativa para las industrias del gas y eléctrica. Por tal motivo, las características básicas de los marcos regulatorios vigentes se describirán en forma conjunta, señalando las diferencias cuando corresponda.

La reforma, inspirada en gran medida en la reestructuración del sector eléctrico británico, fue propuesta como medio para lograr una mayor eficiencia en la prestación del servicio promoviendo tanto como sea posible la competencia entre los actores intervinientes. En lo institucional propugnó la máxima partición horizontal y vertical de las empresas para facilitar la competencia, independizando las diferentes actividades vinculadas al abastecimiento. En relación al dominio, la intención de las autoridades fue que el Estado Nacional se retirara de la industria eléctrica y del gas natural, transfiriendo sus activos al capital privado.

Los objetivos perseguidos con estos cambios son: proteger los derechos de los usuarios, promover la competitividad de los mercados, alentar inversiones privadas para el suministro a largo plazo, promover la operación confiable y el libre acceso a los servicios, regular las actividades de transporte y la distribución asegurando tarifas razonables.

La distribución y el transporte, por sus características monopólicas, constituyen actividades reguladas y requieren adicionalmente el otorgamiento de concesiones. Sin embargo, la expansión de la red de transporte esta sujeta a los mecanismos del mercado.

Los generadores eléctricos están sujetos a concesión exclusivamente si explotan centrales hidroeléctricas, en tanto la instalación de centrales térmicas requiere autorización únicamente para conectarse a la red y su regulación sólo alcanza a los aspectos vinculados con la seguridad pública y la protección del medio ambiente.

Los actores participantes en una etapa de la cadena eléctrica están inhabilitados para actuar en otra etapa. La independencia de los transportistas tiene por objeto asegurar el libre acceso de terceros a la Red, que también debe ser garantizado por los distribuidores siempre que tengan capacidad disponible en su red de distribución.

La competencia debe registrarse en la etapa de generación eléctrica o de producción de gas, expresada a través de un mercado mayorista (MEM) en el que concurren productores, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores⁽⁸⁾. Teóricamente la intervención estatal en este mercado debe ser lo más reducida posible, y el sistema de fijación de precios debería ser el resultante de la libre expresión de las fuerzas del mercado.

Como consecuencia de esta organización institucional toda la energía eléctrica y el gas abastecido por el servicio público se canaliza a través del MEM, dividido en dos segmentos: el mercado a término y el mercado spot. Distribuidores y grandes usuarios pueden contratar la provisión con productores y/o comercializadores, a los precios fijados libremente en los respectivos contratos.

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) planifica la operación del sistema interconectado por períodos estacionales semestrales, para cubrir la demanda prevista con un nivel de reserva acordado entre las partes (despacho económico de cargas).

El precio marginal horario, ofertado por los productores, es el que se les paga a los generadores eléctricos en el mercado spot y su promedio estacional es el precio base, a partir del cual se calcula el precio de venta a los distribuidores por sus compras en el mercado spot. Los distribuidores pagan un precio diferencial dependiendo de su localización en el sistema, que refleja su contribución a las pérdidas en la red de transporte. Distribuidores y generadores eléctricos pagan a los transportistas un cargo fijo por conexión y capacidad de la red de transporte y participan de las transacciones de potencia reactiva.

La operación en tiempo real se realiza con independencia de los contratos a término firmados por los generadores, sobrentendiéndose que todo apartamiento entre los volúmenes contratados y la operación real serán canalizados por el mercado spot.

Dado que el precio pagado por los distribuidores se fija independientemente de la retribución real a los generadores y transportistas, se ha creado un fondo de estabilización administrado por la Secretaría de Energía para atender los desfases financieros.

El mercado de los usuarios finales también es segmentado en un tramo regulado y un segmento abierto a la competencia entre oferentes, conformado por los grandes consumidores. En el segmento regulado se garantiza el monopolio al distribuidor que ostenta la concesión, imponiéndosele la obligación de satisfacer toda demanda que les sea requerida dentro de los términos de su contrato de concesión⁽⁹⁾.

Los contratos de concesión deben especificar las obligaciones de los concesionarios en cuanto a la calidad técnica y comercial del servicio. La obligación asumida por la empresa no está sujeta a la disponibilidad de energía en el MEM, y el Estado Nacional no asume ningún compromiso para solucionar eventuales déficit futuros de producción.

La aparente contradicción entre la obligación del distribuidor de abastecer la demanda cualquiera sea la evolución de la oferta en el MEM y la prohibición de que los distribuidores actúen como productores, pareciera destinada a

(8) En el caso de la cadena del gas intervienen también captadores, procesadores y almacenadores

(9) En la cadena gasífera la responsabilidad del suministro recae también sobre los transportistas, y si una solicitud de suministro implicara la realización de obras no previstas, los concesionarios quedan eximidos de su obligación de abastecerla

mantener formalmente la separación de las etapas de la industria, forzando a los distribuidores a constituir nuevas empresas que actúen como oferentes en el MEM.

No obstante estas precauciones para mantener la industria eléctrica atomizada, y así favorecer la competencia en el MEM, los operadores privados están mostrando su interés en reintegrar estas actividades. Esta conducta de los inversores privados, como se verá más adelante, era previsible y resulta imprescindible para reducir los riesgos empresarios.

Es importante notar que el mecanismo de formación de precios en el mercado mayorista spot no asegura a las unidades marginales la cobertura de sus costos, especialmente en períodos de sobre-equipamiento. Por lo tanto, las centrales marginales consideradas como unidades de negocio independientes son económicamente inviables, cualquiera sea su significación para mantener la continuidad del servicio eléctrico, a menos que estén en condiciones de asegurarse ingresos mediante contratos de largo plazo.

Por otra parte, la alta participación hidroeléctrica, junto con el diseño de las centrales, obligan a mantener un parque térmico de respaldo, cuya operación es aleatoria y depende de las condiciones hidrológicas. Esta característica del parque eléctrico argentino potenció la tendencia decreciente de los precios en el mercado spot, aumentando los riesgos de los operadores de las centrales marginales que financieramente no podrían afrontar una sucesión de años hidrológicamente ricos.

Las tarifas en el segmento regulado del mercado deberían cubrir todos los costos de los distribuidores (costo de expansión y de operación y mantenimiento de las redes, costos de comercialización y costo de compra de energía en el MEM), incluida una rentabilidad fijada por el Ente Regulador. Sin embargo, no todos los contratos de concesión atienden exactamente a estas prescripciones legales, ya que no existe un control de costos ni de la rentabilidad empresaria.

La supervisión y regulación general de las industrias eléctrica y del gas está en manos de Entes Nacionales Reguladores, creados por ley en el ámbito de la Secretaría de Energía como entes autárquicos. Entre sus principales funciones se destacan: a) controlar el cumplimiento de los contratos de concesión, b) prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias, c) participar en el proceso de selección de los concesionarios, d) organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas para esclarecer los conflictos entre las partes y e) velar por la protección del medio ambiente y la seguridad pública en las actividades del sector.

El funcionamiento del sistema a partir de la reforma

Los procesos de privatización mostraron un cierto interés por parte de inversores nacionales y extranjeros por adquirir los activos públicos vendidos. Sin embargo, los precios ofrecidos han estado muy por debajo de los valores de reposición de los bienes y significaron una escasa recaudación para el Estado que en algunos casos se hizo cargo de las deudas previas de las empresas públicas privatizadas, especialmente las de largo plazo.

Al margen de la transferencia de los activos existentes, las empresas privadas están mostrando dinamismo tanto en la producción de energía, como en la ampliación de capacidad de las instalaciones, con la única excepción del transporte.

En la industria petrolera el mayor dinamismo se observa en las actividades del up-stream. En efecto, en el periodo 1992-1997 la producción de crudo se expandió un 50% (equivalente a una tasa anual acumulativa del 8.45%). El motor de la expansión petrolera fueron las exportaciones que en 1997 representaron el 40% de la producción local de crudo.

A pesar que las empresas petroleras declaran importantes inversiones en exploración, las reservas probadas de crudo en 1997 eran levemente superiores a las registradas en 1980. En consecuencia, la expansión de la actividad tiende a reducir la relación Reservas/Producción, que actualmente tiene un horizonte de menos de 9 años.

La producción de derivados en el país, por el contrario, se ha mantenido prácticamente en los mismos niveles de 1990 y el incremento del consumo fue abastecido mediante la importación de derivados, aunque esto no signifique necesariamente una falta de capacidad de refinación local.

El incremento de la producción de crudo indujo un crecimiento de la producción de gas natural, levemente superior al crecimiento de la demanda interna de gas, que se compensó reduciendo las importaciones desde Bolivia.

Las empresas petroleras parecieran interesadas en mantener el carácter expansivo de sus actividades en el país. Este interés se expresa claramente en la búsqueda permanente de nuevos mercados para su producción. En particular y dado que el consumo final interno de gas natural está condicionado por la evolución de la actividad económica en el país, las empresas petroleras se han mostrado muy activas en expandir el uso del gas en las centrales eléctricas y en la búsqueda de mercados externos para el gas natural nacional. Por el tamaño del mercado y su localización respecto de las reservas, el primer acuerdo de exportación se realizó con Chile.

En la industria eléctrica, el proceso de generación también mostró un alto dinamismo desde 1992. En efecto, en los primeros 3 años posteriores a la reforma se instalaron alrededor de 3400 MW efectivos, lo cual representa 1/3 de la carga máxima registrada en 1995, elevando la reserva al 57% de la demanda máxima de potencia. Instalaciones posteriores hicieron crecer aun más el porcentaje de reserva ubicándolo en 1997 en niveles cercano al 70%.

Entre las nuevas instalaciones, se produjo la entrada en servicio de centrales hidroeléctricas que produjeron una sensible disminución de los precios de la electricidad en el mercado mayorista spot.

A pesar de este contexto desfavorable del mercado eléctrico que podría haber desalentado a los inversores privados, estas empresas han puesto en funcionamiento centrales térmicas adicionales de las cuales se podría haber prescindido sin alterar el normal abastecimiento del sistema.

A partir de 1995 comenzó a expresarse una mayor competencia entre los generadores no sólo por la captación de clientes en el mercado a término, sino en la realización de inversiones que mejoren su competitividad.

Se observó un mayor interés de los generadores ubicados en los grandes centros de consumo por mejorar su competitividad frente a los nuevos generadores. La clave para ello es mejorar su eficiencia térmica y lograr un abastecimiento de gas a precio competitivo, contando con la ventaja de no tener limitaciones por la configuración de la red de transporte y menores costos de transmisión. Dentro de esta estrategia se inscriben por igual algunos operadores de centrales térmicas instaladas en el Gran Buenos Aires y los transportistas y distribuidores de gas en la zona. Entre los primeros deben destacarse los operadores de la central Costanera, que ya han completado un ciclo combinado aprovechando una unidad turbo vapor existente, y los operadores de Puerto y Dock Sud que han contratado la instalación de ciclos combinados nuevos en sus centrales.

Como puede observarse, el dinamismo inicial de las empresas petroleras en la ampliación de la capacidad de generación eléctrica está impulsando una mayor competencia entre los generadores induciendo nuevas inversiones, que llamativamente se dan en un contexto de precios decrecientes en el mercado eléctrico sostenido por cierto sobre-equipamiento que realimentan los propios generadores en su búsqueda por mejorar su competitividad.

Este proceso está llevando a la industria eléctrica a una dependencia creciente del gas natural, tanto en lo que se refiere a su disponibilidad como al precio. En consecuencia, se está produciendo en la práctica una reversión de la política histórica de otorgarle mayor independencia al sector eléctrico respecto de la industria petrolera, que es en la actualidad quien domina el mercado del gas natural.

Dentro de estos lineamientos generales que enmarcan el accionar de las empresas energéticas argentinas, es necesario señalar las potestades que se ha reservado para sí el Estado como autoridad reguladora y responsable de la definición de la política energética nacional, en todos aquellos aspectos que reducen la autonomía de los operadores energéticos para definir sus estrategias empresarias.

Hasta ahora y gracias a un contexto relativamente favorable, el Gobierno ha adoptado una actitud laxa en la definición de la política energética, en especial en lo que se refiere a la utilización de los recursos energéticos nacionales. Sin embargo, la legislación vigente le otorga la potestad sobre los recursos energéticos en general y los hidrocarburos en particular, en virtud de la cual es el Estado el que autoriza o concede a operadores privados las áreas para su exploración y producción.

El Gobierno ha impulsado el incremento de producción de los hidrocarburos, en especial del petróleo sin establecer limitaciones importantes sobre los destinos del petróleo nacional. De persistir escaso horizonte de reservas en el país, podría reverse esta política, afectando particularmente a las exportaciones.

En lo que se refiere al petróleo crudo, a partir de la desregulación petrolera los operadores de cada yacimiento tienen libre disponibilidad del crudo por ellos extraído. La libre disponibilidad excede los límites del mercado interno y alcanza también a las exportaciones y eventuales importaciones, que no se encuentran gravadas con tasa o derecho alguno. También son de libre disponibilidad para los operadores el 70% de las divisas producidas por sus ventas,

tanto en el exterior como en el mercado interno. La liberación del comercio exterior se extiende a los derivados de petróleo, si bien en este caso debe solicitarse una autorización que debe ser contestada por el Estado en un plazo perentorio de 7 días.

No parece probable que en el futuro inmediato se cambien radicalmente estas condiciones que de hecho sirvieron de base jurídica al proceso de privatización de las actividades petroleras. Sin embargo, el Estado podría eventualmente establecer restricciones excepcionales en caso que peligrara el abastecimiento interno, tal como proponen algunos sectores en el debate de la nueva Ley de Hidrocarburos. Esta situación sólo se presentaría si las exportaciones de algunos operadores obligara a las refinadoras y/o consumidores a importar petróleo para atender sus necesidades y esto se diera en un contexto de altos precios en el mercado internacional.

La principal limitante para la expansión de las exportaciones argentinas de crudo y, por tanto, de la producción local es la evolución de las propias reservas, cuyo horizonte es muy limitado.

La normativa es bastante diferente en el caso del Gas Natural y la electricidad, para los cuales se requiere una autorización expresa del Estado para cada exportación específica.

A diferencia del mercado petrolero, los compromisos de exportación de gas natural tienen un horizonte de largo plazo y, por tanto, se requieren reservas suficientes para atender los compromisos de exportación sin afectar el abastecimiento interno. En consecuencia, también en el caso de las exportaciones de gas natural las disponibilidades de reservas jugarán un rol esencial para viabilizarlas, si bien el Estado cuenta con los mecanismos legales para obstaculizarlas.

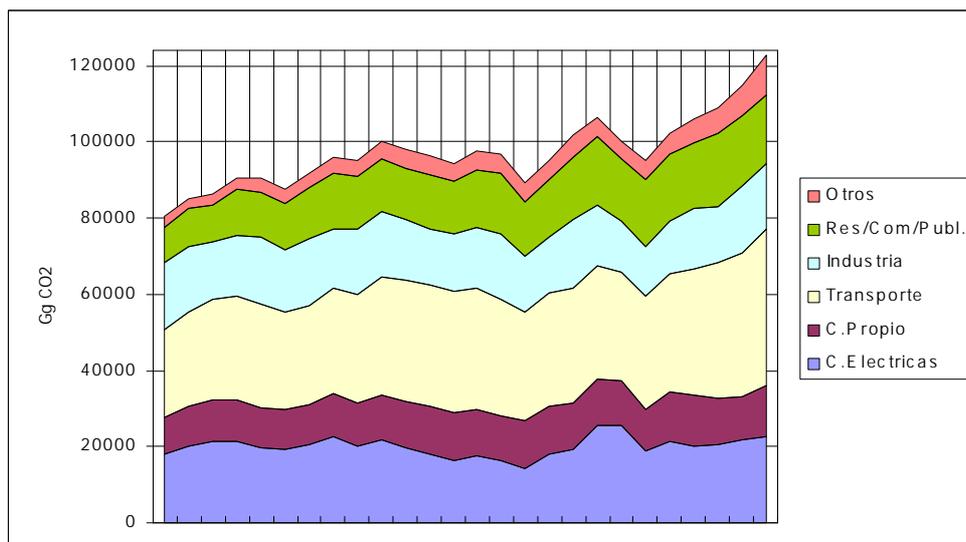
3. El contexto ambiental

A fin de dar una perspectiva histórica más amplia, en las Secciones siguientes se analiza la evolución de las emisiones no biogénicas de CO₂ originadas en el sistema energético para el período 1970-1997 y su vinculación con las políticas energéticas. Para el cálculo de estas emisiones se utilizó la información energética contenida en el Sistema de Información Energética (SIEE) de OLADE, ajustando los coeficientes de emisión por fuente y uso a los valores adoptados en el Inventario de GEI de Argentina.

3.1. Evolución de las emisiones totales de CO₂

A lo largo del período 1970-1997 las emisiones totales de CO₂ tuvieron una tendencia creciente, equivalente a una tasa anual acumulativa del 1.6%. Tal como puede apreciarse en el Gráfico N° II.9, se produjeron oscilaciones asociadas a los vaivenes económicos y a los cambios producidos en el abastecimiento energético a los que se hicieron referencia en las Secciones anteriores. En función de esta evolución pueden identificarse 3 subperíodos: 1970/79; 1980/90 y 1991/97.

Gráfico N° II.9
Emisiones Totales de CO₂ del Sistema Energético.



Entre 1970 y 1979 las emisiones crecieron a una tasa equivalente del 2.5% anual impulsadas por el aumento de los consumos energéticos de todos los sectores, salvo la industria. Las emisiones industriales se mantuvieron estabilizadas gracias a la sustitución de los derivados líquidos del petróleo, neutralizando así el efecto del incremento del consumo industrial de energía en esos años.

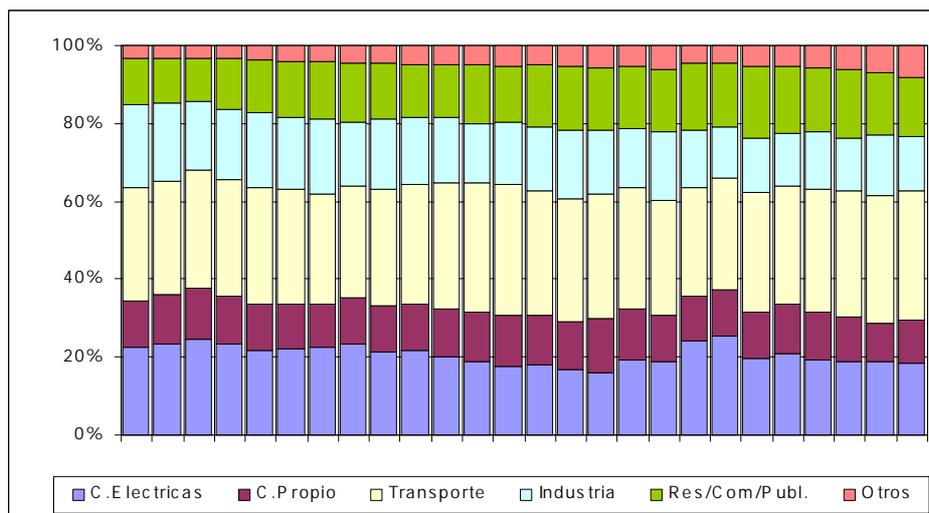
La recesión económica de la década del Ochoenta, hubiera provocado una mayor reducción de las emisiones de CO₂ de no haber sido por el fuerte incremento del consumo de combustibles fósiles en centrales eléctricas a partir de 1987 debido a una prolongada sequía. Precisamente, hasta 1985 las centrales eléctricas habían colaborado en mitigar las emisiones gracias a una mayor participación de la generación hidroeléctrica y nuclear. Este proceso se revirtió a finales de los Ochoenta con las consecuencias que se aprecian en el Gráfico N° II.10. Durante esta década los consumos de energía se mantuvieron prácticamente estacionarios, con excepción de los sectores Residencial y Comercial, que ganaron participación tanto en los consumos totales de energía como en las emisiones de CO₂.

La mayor actividad económica en los últimos años dinamizó tanto los consumos de energía como las emisiones que crecieron el equivalente del 3,7% anual acumulativo entre 1990 y 1997. Dejando de lado al sector agropecuario, de escasa significación en las emisiones totales, el sector transporte fue el que más contribuyó para aumentar las emisiones debido tanto al incremento en la tasa de motorización como en el uso del parque automotor (4,8% a.a.).

La industria tuvo durante el último quinquenio un incremento de sus emisiones equivalente al 3,8% anual acumulativo. Este comportamiento pareciera revertir la tendencia anterior del sector industrial. En efecto, en los 20 años anteriores las emisiones en la industria se redujeron alrededor del 1.3% anual a pesar de que su consumo energético se incrementó en 0.6% anual. Como se ha visto, estos resultados fueron producto de los cambios estructurales en la industria manufacturera durante esos años, así como de la sustitución de los derivados de petróleo por gas natural en los usos calóricos. El último periodo pareciera estar indicando que el proceso de sustitución alcanzó la saturación y por tanto cabe esperar que un crecimiento sostenido de la industria en Argentina esté acompañado por aumentos importantes de las emisiones CO₂. Si bien las emisiones de la industria dependerán, naturalmente, del tipo de actividad desarrollada, estos resultados reforzarían la conveniencia de analizar las opciones de mitigación en este sector para evitar el aumento de su participación relativa en las emisiones totales.

Analizando los cambios en la estructura sectorial de las emisiones totales, que se muestra en el Gráfico N° II.10, se observa que las centrales eléctricas están incrementando sus emisiones pero a un ritmo menor que el resto del sistema. A pesar del incremento de la generación térmica en el último quinquenio, su participación todavía se mantiene bien por debajo de los máximos históricos.

Gráfico N° II.10
Estructura Sectorial de las Emisiones Totales de CO₂

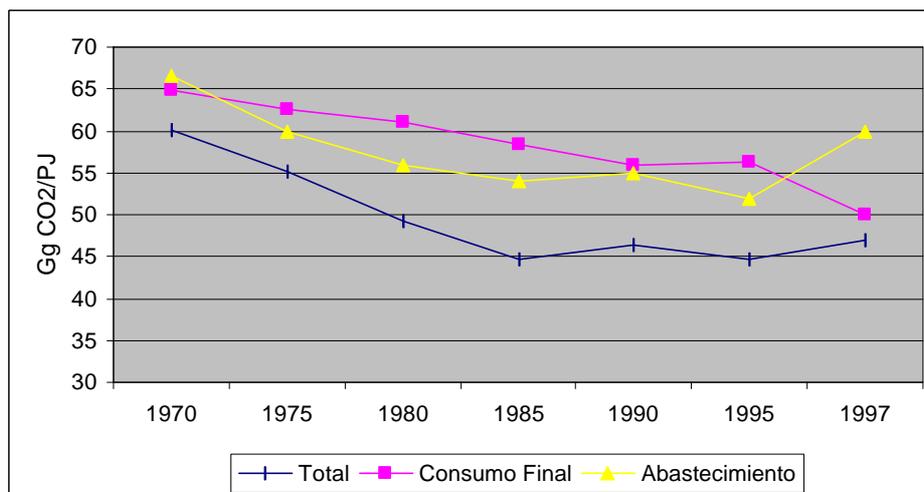


Por su parte los sectores residencial, comercial y público están perdiendo participación en las emisiones totales a pesar del sostenido crecimiento de sus consumos de energía. Sin embargo, también en este caso es probable que se esté alcanzando la saturación en la sustitución de los derivados de petróleo. En consecuencia, cabe esperar en el futuro que la evolución de sus emisiones esté indisolublemente ligada a la tendencia de sus consumos energéticos.

3.2. Evolución de las emisiones específicas de CO₂

Como indicador de la eficiencia ambiental del sistema energético argentino se presenta en el Gráfico N° II.11 la evolución de las emisiones totales de CO₂ por unidad de energía ofertada. Cabe aclarar que estos valores, identificados en el Gráfico como “Total”, fueron calculados en función de la oferta bruta de energía “no biogénica”. Vale decir que a la oferta total de energía en cada año se le descontó la oferta de fuentes derivadas de la biomasa y se le adicionó la energía no aprovechada.

Gráfico N° II.11
Evolución de las Emisiones Específicas de CO₂



La emisión específica total se redujo en forma persistente hasta 1994, cuando se observa un cambio en la tendencia, a pesar de ello, en 1997 era un 16% inferior que en 1970. Esta tendencia decreciente sólo se vio interrumpida entre 1985 y 1989, en gran medida relacionada con la propia crisis sufrida en el abastecimiento de electricidad ante la necesidad de recurrir a generación térmica frente a una falta de agua importante.

A fin de visualizar con mayor claridad los factores que dinamizaron este comportamiento, en el mismo Gráfico se incluyeron también la curva que representan los Gg de CO₂ emitidos por cada PJ consumido en los sectores de uso final. La emisión específica del consumo final se redujo alrededor del 23%, como producto de la fuerte sustitución de fuentes energéticas.

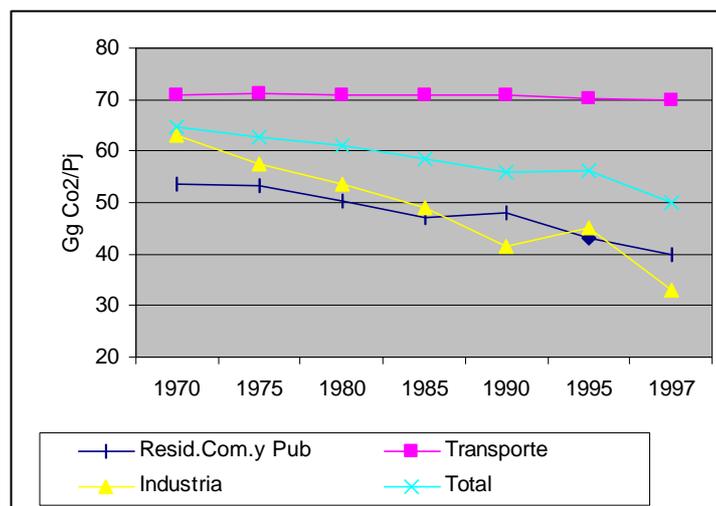
Las emisiones en el abastecimiento de energía tienen tres orígenes: la quema de combustibles fósiles en las centrales térmicas, el consumo de energía de las industrias energéticas (consumo propio) y el venteo de gas natural. La disminución de las emisiones específicas estuvo dinamizada por las centrales eléctricas que redujeron sus emisiones significativamente desde 1970, si bien las emisiones del consumo propio también mostraron una tendencia levemente decreciente¹⁰.

Por su forma de cálculo, una variación en la cantidad promedio de CO₂ emitido indica un cambio en el tipo de fuente energética empleada. Cuando la sustitución es por una fuente no emisora, como la hidro o la nuclear, el impacto sobre las emisiones específicas es mucho más importante. Precisamente, la caída de las emisiones específicas de las centrales eléctricas se debe fundamentalmente al cambio en la estructura de generación, si bien la sustitución de derivados de petróleo por gas natural en las centrales térmicas tuvo efectos beneficiosos. A partir de 1985 la participación de la generación térmica convencional comenzó a subir, proceso que culminó en 1988/89 debido a una fuerte sequía, elevando las emisiones específicas rápidamente, como ya se mencionara.

En lo que se refiere a las emisiones en los sectores de uso final de la energía, también hubo comportamientos dispares, como puede apreciarse en el Gráfico N° II.12. Las reducciones más importantes se produjeron en la industria manufacturera, 52% entre 1997 y 1970. Obsérvese que la caída más significativa se produce durante la década del noventa, donde se combinan tres factores: menor participación de las actividad energo intensivas, incremento del nivel de actividad con mayor utilización de la capacidad instalada y consecuente mejora de eficiencia y mayor penetración de gas natural.

Gráfico N° II.12
Emisiones Específicas de CO₂ del Consumo Final de Energía.

¹⁰ Debe destacarse que, en el caso de esta serie, no puede garantizarse la absoluta homogeneidad de todos los datos ante la incerteza y potencial subestimación de las emisiones asociadas al venteo (al menos en los valores contenidos hasta 1995). Es posible, en consecuencia, que la reducción de emisiones específicas, en términos porcentuales, haya sido mayor que la el gráfico permite visualizar (no porque se alcance un valor inferior al final de la serie, sino porque se partiría de un valor más elevado en 1970).



La evolución de la emisión específica de los sectores residencial, comercial y público muestra reducciones de menor magnitud que la industria (25%) y con mayores períodos de estabilidad, si bien la alta penetración del gas natural en los usos calóricos y de la electricidad han dinamizado la baja de las emisiones específicas. En estos sectores se observa una competencia creciente entre la electricidad y el gas natural, especialmente en la producción de frío (aire acondicionado y cadena de frío en grandes centros comerciales). De prosperar un mayor uso del gas en reemplazo de la electricidad se produciría un incremento en las emisiones específicas del sector. Sin embargo a nivel de las emisiones totales, el incremento en los sectores de uso final podría verse compensado por una menor emisión de las centrales eléctricas con un saldo neto favorable para rendimientos de utilización del gas superiores al 45%.

La estabilidad de las emisiones específicas del transporte, que se aprecia en el Gráfico, refleja la rígida estructura del consumo de energía por fuentes en este sector. La incipiente penetración del gas natural todavía no alcanzó niveles suficientes como para alterar significativamente las emisiones específicas del sector.

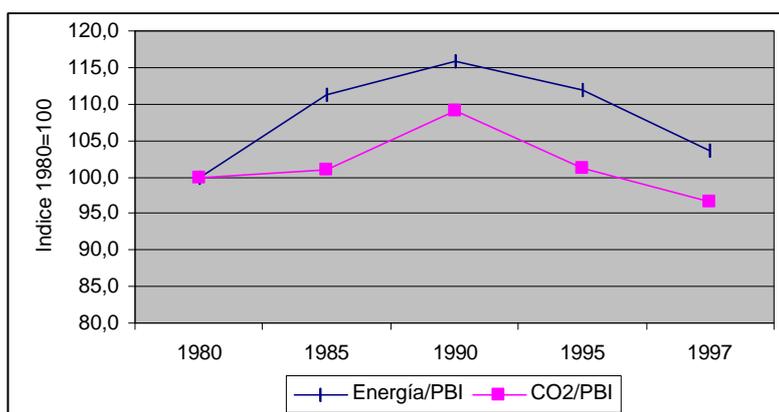
3.3. Intensidades energéticas y de emisión de CO₂

La trayectoria seguida por la intensidad energética (energía ofertada por unidad de PBI) constituye un indicador que permite relacionar gráficamente los consumos de energía con la evolución de la actividad económica.

Análogamente, la intensidad de emisiones de CO₂ representa la trayectoria de la intensidad de emisiones según los cambios registrados en el PBI. En el Gráfico N° II.13 se muestran ambos indicadores para Argentina en el período 1980/1997, tomando como índice 100 a las intensidades respectivas en el año 1980.

CAPITULO II

Gráfico N° II.13
Intensidad de Energía y Emisiones de CO₂



Como puede apreciarse, la retracción económica durante la década del Ocho estuvo acompañada por incrementos tanto en la intensidad energética como en la intensidad de emisiones, con aumentos del 15,8% y 9,2% respectivamente. Sin embargo, el comportamiento de ambas intensidades fue sensiblemente diferente en ambos quinquenios.

Mientras el incremento de la intensidad energética se registró fundamentalmente en el primer quinquenio, la intensidad de las emisiones se mantuvo casi constante gracias a la reducción de las emisiones en las centrales eléctricas y a la sustitución de los derivados del petróleo en los usos finales de energía. Por el contrario, hacia fines de los Ocho una persistente sequía obligó a incrementar sensiblemente la quema de combustibles fósiles en las centrales eléctricas incrementando en un 9% la intensidad de emisiones (con respecto a 1985) aún cuando la intensidad energética creció solo el 4,1% (también con respecto a 1985).

El crecimiento económico del periodo 1990-1995 no alteró significativamente la intensidad energética en la Argentina (la reducción fue del 3%), no obstante la mayor penetración del gas natural en los usos finales, el mayor aporte hidroeléctrico y el aumento de la eficiencia energética de las centrales térmicas permitieron reducir en un 7% (en el mismo periodo) la intensidad de emisión, ubicándose muy próxima a los niveles registrados en 1980.

Los valores de 1997 muestran una mejora sensible, la intensidad energética se reduce un 7% y la intensidad de emisiones cae 3 puntos por debajo de los niveles de 1980. Esta mejora se asocia a factores similares a los ya mencionados, mayor nivel de actividad, buen aporte hídrico en la generación de electricidad y mantenimiento o suba de la participación del gas natural en los usos finales.

3.4. Conclusiones

El sistema energético argentino ha alcanzado un estadio de desarrollo tal que en el futuro requerirá un esfuerzo importante para atemperar los efectos del crecimiento económico sobre las emisiones totales de CO₂. A pesar del esfuerzo realizado en el pasado para mejorar la infraestructura energética y del éxito alcanzado en la sustitución de derivados líquidos del petróleo, los períodos de crecimiento económico significaron la expansión de las emisiones totales.

Salvo en el transporte, donde el uso del gas natural todavía es incipiente, difícilmente pueda lograrse atemperar el crecimiento de las emisiones de GEI recurriendo a la sustitución de fuentes de energía en los usos finales. En el futuro será necesario, además de garantizar la expansión sostenida de la oferta del gas y de la electricidad, incrementar la eficiencia energética en todos los sectores de consumo si se aspira a mantener los relativamente buenos índices de emisión logrados con el esfuerzo sostenido del pasado.

En algunas actividades puede darse naturalmente un proceso de renovación tecnológica que favorezca el aumento de la eficiencia energética —es importante recordar que el mismo también se ha dado en el pasado. En el transporte, en cambio, se requerirían políticas activas que favorezcan el empleo de medios de transporte menos energointensivos,

ya que el aumento en el uso del transporte carretero, y en particular del automóvil individual, neutraliza las mejoras en la eficiencia energética de los vehículos.

Del análisis de la evolución de las emisiones históricas surge que los cambios en la estructura de generación eléctrica fueron esenciales para morigerar el crecimiento de las emisiones totales. De haberse mantenido las emisiones específicas de 1970 en las centrales eléctricas, las emisiones totales de CO₂ en 1997 hubieran sido un 32.5% superiores a las registradas.

En el nuevo contexto regulatorio de la industria eléctrica pareciera difícil mantener en el futuro los índices actuales de emisión, en la medida que la generación térmica tienda a recuperar la participación que tuvo hasta comienzos de los Setenta en la generación total, aún cuando se recurra a centrales de alta eficiencia alimentadas con gas natural. Las perspectivas, desde el punto de vista de las emisiones de CO₂, son aún menos promisorias si a la alta tasa de crecimiento del consumo interno de electricidad hubiera que agregarle los proyectos de exportación a otros países de la Región.

En algunos ámbitos se han planteado dudas sobre si las emisiones originadas en actividades volcadas a la exportación deberían ser apropiadas al país exportador o al importador. Si bien este es un tema opinable que podría muy bien plantearse en una negociación internacional sobre la equidad en la asignación de responsabilidades en el cambio climático, las exportaciones de electricidad y, en general, de energía no representan una situación diferente a la de cualquier otro bien transable en los mercados internacionales.

La situación alcanzada en 1997, año base de las proyecciones, y el análisis histórico no da argumentos suficientes para que un escenario del tipo "Business as usual" permita proyectar las tasas de ganancia de eficiencia –tanto energética como ambiental- registradas en el pasado. El agotamiento previsible de ciertos procesos de sustitución en el consumo, la evolución esperada de las reservas de los energéticos no renovables, la política energética implementados al nivel de abastecimiento, los costos adicionales de la mejora de eficiencia y la posible estructura del Producto Bruto Interno, auguran niveles de eficiencia similares o levemente inferiores a los alcanzados en el presente, al menos en una proyección para los próximos 10/12 años de la situación actual y del pasado reciente.

Por otra parte, la fuerte variabilidad mostrada por los indicadores sectoriales, especialmente los relacionados con el nivel de actividad del sector industrial, y su influencia sobre los indicadores de consumo de energía y emisiones, recomienda prudencia en la estimación de la evolución esperada de tales indicadores de eficiencia energética y ambiental y, sobre todo, de las mejoras que podrían lograrse en la actual estructura institucional del sistema energético.

CAPITULO III

Escenarios de Base

Primera Parte
Pautas e hipótesis básicas generales

1. Introducción

Para simular la evolución del sistema energético argentino se supuso que la intervención gubernamental en los mercados energéticos en el futuro tratará de obstaculizar lo menos posible la concreción de los negocios privados, limitándose a la implementación de políticas tendientes a:

- controlar los niveles de competencia en los mercados internos de los productos energéticos, evitando la formación de monopolios u oligopolios
- promover la conformación de mercados regionales de energía sobre bases competitivas
- asegurar el abastecimiento de energía futuro
- desarrollar funciones de regulación y control de la seguridad, el ambiente y calidad de las prestaciones
- mejorar la eficiencia energética

Siguiendo estos lineamientos, no se supondrá ninguna política activa tendiente a mitigar el cambio climático, quedando estas acciones reservadas al Escenario de Mitigación. No obstante lo cual, varios de los supuestos asumidos tendrán un impacto positivo sobre las emisiones de GEI en la Argentina, aún en el Escenario de Base. Dichos impactos se asocian a normas legales o regulatorias, incrementos en la eficiencia energética y sustitución entre fuentes, siguiendo las tendencias históricas.

En este contexto, los operadores privados mantendrán la dinámica registrada en las industrias energéticas argentinas desde su reestructuración, en especial en lo que se refiere a la búsqueda permanente de nuevas oportunidades de negocio. Tales oportunidades podrían darse tanto en los mercados locales, donde tratarían de incrementar su participación, como en el comercio exterior de energía constituyéndose, como la han demostrado, en verdaderos promotores del comercio exterior de productos energéticos.

Con el fin de delimitar el contexto en el se desarrollan los escenarios de base, en la parte introductoria de este informe se analizan aspectos tales como:

- el nivel esperado de los precios internos de la energía,
- la innovación tecnológica y la eficiencia energética,
- el comercio exterior de los distintos energéticos,
- otras pautas generales sobre las que se asientan los escenarios desarrollados

que constituyen la base sobre la cual se simula el comportamiento futuro del sistema energético argentino.

1.1. Los precios internos de la energía

El crudo y sus derivados

Los precios internos del petróleo y los derivados están desregulados desde el 1/1/1991, y existe libre disponibilidad de todos los productos, con plena habilitación de exportaciones e importaciones. En consecuencia, los precios internos están alineados con los precios internacionales, tomándose como patrón el valor del crudo WTI en el mercado de New York.

Dado que en la actualidad Argentina es exportador neto de crudo, los precios internos del petróleo crudo son precios de frontera (FOB), ubicándose en valores del 89/90% del precio internacional de referencia (US WTI), dependiendo de las características del crudo nacional

Se ha supuesto que los precios internos tendrán un comportamiento similar al actual, en cuanto a su relación con los precios del crudo de referencia y dependerán de la evolución de los mercados internacionales.

En tal sentido, a pesar de que la importancia de petróleo en la oferta de energía primaria ha venido disminuyendo, el precio del mismo continúa siendo un precio rector de la energía, dada su importancia relativa respecto de las fuentes de energía primaria, su característica de bien transable y de combustible sustituto para otras fuentes.

La estimación de los precios futuros del petróleo depende de las hipótesis y escenarios que se planteen.

Si bien el objetivo de este proyecto no es definir un escenario futuro de precios internacionales del crudo, se considera necesario establecer ciertas hipótesis y definir una tendencia de los precios coherente con dichas hipótesis. Los supuestos adoptados al respecto son los siguientes:

- pérdida de poder de la OPEP
- dificultad de Rusia para incrementar y aun mantener el nivel de producción
- México tendrá una posición cada vez más cercana a la OECD
- Gran Bretaña y Noruega continuarán incrementando su oferta pese a la caída de precios y lo limitado de sus reservas
- China va camino a convertirse en un fuerte importador
- EEUU incrementa sus niveles de importación, frente a la caída de la producción interna y el incremento de consumo
- la UE continuará importando alrededor del 55% de su consumo.

En este contexto, se prevé una cierta estabilidad de precios del crudo con una tendencia levemente creciente, sobre todo después del 2010.

	US WTI U\$/barril	Crudo Nacional U\$/barril
1999	18,00	16,20
2004	21.70	19.50
2008/12	25.50	23.00

Estos precios del crudo sirvieron como referencia para determinar la evolución de los precios internos de los derivados y del gas natural. En el caso particular del gas natural se tuvieron en cuenta también las condiciones locales de abastecimiento y consumo.

Si las empresas petroleras mantuvieran su actual política de exploración, el limitado horizonte de reservas podría inducir la importación de petróleo durante el último período de análisis. En este caso se pasaría de precios de frontera FOB a precios de frontera CIF, más costos de internalización, con un incremento, frente a los valores FOB, de 10/15%.

Respecto de los derivados, se asumió que el precio del fuel oil tendrá un comportamiento similar al del petróleo crudo, ya que no es intención de este estudio analizar situaciones específicas relacionadas con este combustible. Esta situación justifica el supuesto adoptado de constancia de la relación de precios entre el crudo y los derivados nacionales.

De acuerdo con la evolución esperada de los precios del crudo y considerando que los precios actuales de fuel oil oscilan entre 90/115 U\$/Ton y que el diesel oil tiene un precio de 400 U\$/m³, es dable esperar la siguiente evolución de precios internos

Precios estimados para fuel oil y diesel oil

	Fuel oil U\$/Ton	Diesel oil U\$/m ³
1998	90/115	400
2004	98/125	436
2008/1 2	104/133	463

Gas Natural

El precio de venta en boca de pozo del gas natural es fijado libremente por el mercado, mientras que las tarifas de transporte y distribución están reguladas. La fijación de las tarifas a consumidores finales se hace adicionando a los valores del gas en boca de pozo vigentes en el mercado, los márgenes autorizados de transporte y distribución. El límite superior teórico para el precio del gas natural estaría determinado por la equivalencia con el precio en el mercado de la caloría del combustible sustituto. Descontando de este valor los costos de distribución y transporte se obtendría el precio "Net Back" del gas natural en cabecera de gasoducto. Este cálculo presenta dos incógnitas que son: cuál es el combustible sustituto y cómo evolucionarán los costos del transporte y distribución del gas?

En el sistema argentino, y tal como se ha visto en el diagnóstico energético, el gas sustituye distintos combustibles dependiendo del sector de consumo. A los efectos del presente cálculo se ha preferido utilizar como combustible de referencia al fuel oil por ser el de menor valor en el mercado entre los eventuales sustitutos, sin embargo las hipótesis realizadas con respecto al equipamiento de generación de electricidad –basado en turbinas de gas- indica que el combustible sustituto sería el Gas Oil y no ya el Fuel Oil. En este caso el “costo de oportunidad” se elevaría sensiblemente y el precio esperado del gas natural podría sufrir modificaciones sustantivas. No obstante, considerando que el precio de referencia estaría dado por las posibilidades del sector externo, se ha decidido mantener la hipótesis del Fuel Oil como referencia.

En lo que se refiere al transporte, se supuso que las tarifas de transporte desde los yacimientos a los grandes centros de consumo no sufrirán cambios significativos y una hipótesis similar se hizo con los márgenes de distribución.

La potencial evolución de los precios del gas natural en la hipótesis de una virtual convergencia de los precios de mercado y los precios calculados sobre la base del “Net Back”, serían:

**Proyección de los precios del Gas Natural
Precios sin impuestos en U\$S 97 por MMBTU**

	1997	2004	2008/12
Boca de Pozo	1,21	1,40	1,47
Mercado	2,22	2,50	2,68

Fuente: Estimaciones propias.

El precio en boca de pozo surge de ponderar, por su participación en la oferta, al conjunto de precios medios por cuenca reportados por Enargas. El precio en mercado corresponde aproximadamente al promedio de las tarifas IT de BAN y Metrogas. Los valores de referencia declarados a CAMMESA varían entre 1,65 y 2,44 y los reconocidos van de 1,91 a 2,81.

Las proyecciones de precios se basan parcialmente en el trabajo "Expected Evolution in the prices of fuels for electricity generation in Argentina", V. Bravo y R. Kozulj, 1º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad, Bariloche, abril de 1997, IAPG-SPE-AGA. Se corrigen en base a la argumentación utilizada en la Prospectiva de la SE, según la cual "el límite inferior del precio del gas lo establece la competencia por ganar nuevos mercados en la región".

Se supone que con estos niveles de precios es viable acrecentar la producción y las reservas, especialmente si se acepta una relación reservas - producción de diez años al finalizar el período.

Las tarifas de transporte se han actualizado al 0,5% semestral y no se consideran aumentos adicionales en los costos de transporte a pesar de las fuertes ampliaciones de capacidad que se requerirán entre el 2005 al 2010 ya que la tarifa de transporte sería 1,31 U\$S/MMBTU.

Adicionalmente, las condiciones del mercado para el gas argentino (volúmenes y destinos) influirán sobre la infraestructura de transporte y distribución necesaria para colocar el gas en el mercado, cuyos costos incidirán sobre los valores máximos admisibles para el gas en boca de pozo.

En síntesis, el precio futuro del gas dependerá de las siguientes variables: el precio de frontera de los sustitutos (el cual a su vez depende de que Argentina sea exportador o importador de crudo y derivados en el futuro), de los proyectos y volúmenes de exportación, de las necesidades de inversión en exploración y transporte y de la capacidad de presión de los actores vinculados con el negocio gasífero.

Electricidad

Los precios finales de la electricidad surgen de adicionar a los precios vigentes en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) los márgenes de distribución previstos en los respectivos contratos de concesión. Los precios en el MEM a su vez dependen del nivel de demanda (interna y saldos netos del comercio exterior), de las características técnicas del parque de generación, de la participación de la generación hidroeléctrica (dependiente de las condiciones hidrológicas), y de los precios de los combustibles (gas natural y derivados de petróleo).

Dada la existencia de un parque térmico capaz de absorber las fluctuaciones de los aportes hidráulicos y considerando que se trata de un estudio de largo plazo, se ha considerado el aporte de las centrales hidroeléctricas correspondiente a hidrología media. En el futuro se espera que las centrales hidroeléctricas pierdan progresivamente participación en la generación local, una vez que se complete la entrada en servicio de Yacretá en su cota de diseño, debido a las oportunidades que le brinda a los inversores el mejoramiento de la tecnología Turbogas y la disponibilidad de gas natural para ser quemado en centrales.

En la medida en que, como se prevé, la expansión de la generación eléctrica esté basada crecientemente en generación térmica, cabe esperar que la mayoría de las centrales esté localizada en los centros de consumo, a menos que existan ventajas comparativas muy importantes en los precios regionales del gas natural. Si las reservas de gas a usar en el futuro fueran las de la cuenca Austral, las distancias impiden la localización de la oferta eléctrica cerca de los yacimientos. En ese caso la incidencia de los costos de transporte eléctrico será mínima y las del costo de transporte de gas serán máximas.

Por tanto, el precio mayorista eléctrico será fijado cada vez más por la generación térmica a gas. La relación entre ambos precios dependerá de la eficiencia térmica de la máquina marginal que es la que fija el precio de la electricidad en el MEM, haciendo abstracción de eventuales cambios en los costos de transporte y en los márgenes de comercialización de los distribuidores.

Respecto de la eficiencia térmica, la estrategia de los generadores parece clara: renovar sus equipos recurriendo a tecnología de punta a nivel internacional para mejorar su competitividad en el mercado. Se ha supuesto que esta tendencia no sólo se mantendrá en el futuro, sino que se incrementará.

En función de estas observaciones puede afirmarse que los precios de la electricidad estarán fuertemente ligados a lo que ocurra en el mercado de gas natural, cuyo precio será un "precio director", dentro de los márgenes que le deja la evolución prevista del crudo en el ámbito internacional.

1.2. La innovación tecnológica

La búsqueda de oportunidades de negocio en un ambiente competitivo generaría condiciones de contexto favorables a la innovación tecnológica y, por tanto, favorecería el incremento de la eficiencia energética tanto en las industrias energéticas como en los sectores productivos vinculados a la exportación de bienes y servicios.

En los párrafos siguientes se sintetizan los supuestos asumidos respecto de este tema en la elaboración del Escenario de Base, donde además de la estrategia esperada de los actores se detalla también las regulaciones específicas sobre el tema.

La industria del petróleo

En la producción de petróleo y derivados, especialmente en la de crudo, se observa ya una tendencia al uso de nuevas tecnologías que están impactando sobre la eficiencia de la actividad. A modo de ejemplo puede citarse que esta innovación ha permitido alcanzar en algunos yacimientos el 50% de recuperación de los "volúmenes in situ". Estos valores, ya significativos a nivel internacional donde el promedio es del 35%, son llamativos en el ámbito argentino donde la tasa de recuperación promedio es de tan sólo el 18%.

En opinión de los propios operadores, el aumento de las tasas de recuperación de petróleo en los yacimientos existentes contribuirá significativamente al incremento de reservas, reducirá los esfuerzos exploratorios y sus necesidades de inversión e incrementará la sustentabilidad de su estrategia de explotación intensiva del recurso petrolero nacional.

Por otra parte en la Argentina históricamente se ha buscado petróleo en trampas del tipo estructural y se han dejado de lado las trampas estratigráficas, por ser más complejas de identificar. Ultimamente se han incorporado dentro de la sismografía nuevas herramientas que permitirían detectar acumulaciones hidrocarbúferas en trampas estratigráficas, las que podrían estar ubicadas en yacimientos ya maduros.

Las expectativas son, entonces, que la estrategia de los operadores estará orientada a incorporar tecnologías de última generación, mejorar significativamente los porcentajes de recuperación y ampliar las potenciales áreas de búsqueda para viabilizar el crecimiento y mantenimiento de su actividad. No obstante, no puede desconocerse que el proceso de transnacionalización de la actividad petrolera en el país inducirá a las empresas a reducir la inversión en exploración en el país toda vez que tengan mejores oportunidades en el exterior, donde ya están desarrollando actividades.

La industria del gas natural

En la cadena del gas natural y aún cuando se ha supuesto una leve mejora en los consumos propios asociados al transporte en gasoductos, el elemento esencial para medir su eficiencia es la proporción de gas venteado en yacimientos. El venteo de gas ha sido un problema permanente en la producción de hidrocarburos en la Argentina y llegó a representar el 25% de la producción total en 1980. Durante la década del 80 el porcentaje de gas aventado se redujo a consecuencia de normas específicas que limitaban el venteo, representando, no obstante, el 12% de la producción en 1990.

A partir de 1993 la Secretaría de Energía dictó normas sobre venteo de gas mucho más estrictas que las vigentes hasta ese momento con el objetivo de reducir sensiblemente los volúmenes aventados de gas en los yacimientos, incluyendo un período de adaptación hasta alcanzar en el año 2000 el tope admisible de 1m^3 de gas por cada m^3 de petróleo extraído.

En los primeros años de vigencia de la nueva normativa se observaron diferencias importantes entre las metas fijadas para el gas aventado y los volúmenes realmente venteados. Pero a partir de 1997 una actitud más estricta de la Secretaría de Energía en el control y en la autorización de excepciones a las normas, produjo una disminución sustancial de los volúmenes de gas aventado.

A los efectos de este estudio se ha incorporado en el Escenario de Base la previsión de una disminución del venteo de gas en yacimientos a partir del 2000, llegando a un 3,5% de la producción hacia el 2012, que si bien no respeta el tope previsto en la normativa, pareciera representar un tope técnico que no podrá superarse en el mediano plazo.

En la etapa de distribución cabe esperar que las empresas distribuidoras de gas natural y electricidad incrementaren su competencia por captar usos finales que mejoren la utilización de sus redes de distribución, especialmente en las grandes áreas urbanas. La mayor competencia se registraría en la climatización de ambientes y, eventualmente, en la cadena de frío de los establecimientos industriales y centros de comercialización masiva de alimentos.

La industria eléctrica

En la generación de electricidad se supuso que el mantenimiento de la competencia entre generadores incrementará la tendencia a reconvertir las centrales térmicas existentes en ciclos combinados de alta eficiencia, con un paulatino aumento en los niveles de eficiencia. Se ha supuesto que las centrales que se incorporen al servicio podrían alcanzar una eficiencia térmica del 55%.

Estos altos niveles de rendimiento se alcanzarían adoptando las tecnologías más eficientes disponibles en el mercado internacional de equipos y funcionando casi exclusivamente a gas natural. El uso de diesel oil quedaría restringido casi sólo a los períodos invernales en los que se limita la quema de gas en las centrales ubicadas en los centros de consumo.

Los incrementos totales de eficiencia en la etapa de generación alcanzarán valores más significativos aún, debido a la importante participación que tendrán estas centrales en el conjunto del parque térmico en el país y habida cuenta de los menores rendimientos del parque térmico existente.

En la etapa de distribución, es esperable que las empresas distribuidoras propicien una mejor utilización de sus redes de distribución. Esta estrategia tendría dos efectos superpuestos. En primer lugar, se incrementarían los esfuerzos por reducir las pérdidas en la red que habían alcanzado valores excesivamente altos a principios de los años 90. En

el armado del Escenario, se ha supuesto que las pérdidas totales de transporte y distribución disminuirán al 12% hacia el horizonte de análisis.

Los usos finales

La apertura económica ha puesto a disposición de los usuarios locales los equipos y artefactos de última generación disponibles en el mercado internacional. El grado de impacto sobre la eficiencia energética dependerá del ciclo y la velocidad de renovación de los artefactos de uso final, del crecimiento de las inversiones de capital y de la velocidad de renovación de los bienes de capital existente.

En el caso de los artefactos de uso final la mejora de eficiencia estará fuertemente vinculada a los niveles de ingreso. Es dable esperar que los sectores de mayor nivel de ingreso lleguen rápidamente a niveles de eficiencia energética similares a los existentes en los países industrializados, ya que los artefactos eficientes se encontrarán disponibles en el mercado local.

Por su parte, tanto las actividades productivas sujetas a un mayor grado de competencia en el mercado interno, como las orientadas a la exportación y aquellas donde la factura energética es una componente importante de los costos, también se verán obligadas a mantener una actualización técnica que las coloque dentro de los estándares internacionales.

Sobre la base de las consideraciones anteriores, no puede esperarse que el Escenario de Base sea un escenario de congelamiento de la tecnología y el estado del arte. Por el contrario, en el armado del Escenario se incorporaron las mejoras tecnológicas que la propia tendencia va señalando y se asumió un ritmo de adopción de nuevas tecnologías variable dependiendo de los sectores de consumo.

Atendiendo a estas consideraciones, se supone un cierto incremento en la eficiencia energética de los consumos finales de sectores seleccionados a los efectos de posibles acciones de mitigación. Para ello, se establecieron criterios generales sobre la evolución de indicadores agregados tales como: intensidad energética, consumos específicos o la elasticidad del consumo de energía con respecto al indicador de actividad, con la hipótesis de que los mismos tendrán una evolución compatible con las tendencias históricas, las expectativas y el grado de saturación.

En la Sección correspondiente, se presenta, junto con los resultados obtenidos, las hipótesis específicas para cada uno de los sectores de consumo.

1.3. El Comercio exterior de energía

Se espera que las empresas productoras de energía en el país sigan propiciando la ampliación de sus respectivos mercados mediante la exportación de parte de su producción. En los párrafos siguientes se sintetizan las estrategias e hipótesis de exportación para cada una de las fuentes, que se adoptaron en el armado del Escenario:

Petróleo y derivados

En un contexto de uso intensivo del gas natural, se espera que las empresas petroleras mantengan la tendencia actual de expandir sus actividades mediante la exportación de crudo, en tanto el comercio exterior de derivados seguiría siendo marginal y solo a los efectos de balancear la oferta con la demanda interna.

En la actualidad los mercados externos para el crudo nacional son fundamentalmente Brasil y Chile. Se supuso que en largo plazo las exportaciones se destinarán fundamentalmente a Chile y que el mercado brasileño dependerá cada vez menos de las importaciones de crudo.

La expansión de las actividades petroleras en el país, a pesar de las mejoras tecnológicas antes comentadas, podría verse limitada por la internacionalización de las empresas petroleras argentinas, que dividirán sus inversiones en exploración dentro y fuera del territorio nacional y un claro conocimiento sobre los recursos últimos.

En este contexto, las exportaciones de crudo argentino podrían disminuir paulatinamente en función de los escenarios de demanda proyectados. Los escenarios de mayor presión sobre los requerimientos de petróleo y

derivados implicarán la desaparición de las exportaciones en el mediano o largo plazo, ya que se requeriría un nivel de descubrimientos anuales superiores a los registrados históricamente.

En consecuencia, de acuerdo a los resultados obtenidos de los escenarios analizados, las exportaciones de crudo alcanzarán los siguientes valores:

Exportaciones de Crudo (10^6 m^3)			
	Alto	Medio	Bajo
1997	19,58	19,58	19,58
2004	11,00	17,00	12,70
2008	0	8,90	7,60
2012	0	0	2,90

Gas Natural

El interés de las empresas petroleras en incrementar el ritmo de producción de sus yacimientos, junto con las mayores restricciones al venteo de gas, incentivará la búsqueda de nuevos mercados para el gas natural argentino, incluyendo las posibilidades de exportación a los países limítrofes. Tal como se aclarara anteriormente, el interés empresario se verá favorecido por la intención de las autoridades de promover la creación de mercados regionales sobre una base competitiva. Sin embargo y dado que cada contrato de exportación requiere una autorización oficial específica, las autoridades tendrán la oportunidad de testear la sustentabilidad de la dinámica empresarial en función de la evolución de las reservas de gas en el país.

Escapa a los alcances de este estudio hacer un análisis profundo de las reales posibilidades que tiene el país de convertirse en un importante proveedor de gas en la región. En consecuencia, para el armado del Escenario se analizaron los numerosos proyectos de exportación y se seleccionaron aquellos con mayores posibilidades de concretarse.

Las exportaciones de gas se dejaron fijas para los tres escenarios, en los siguientes valores:

Comercio Exterior de Gas Natural (10^9 m^3)		
	Exportación	Importación
1997	0,72	1,69
2004	7,04	0
2008	18,09	0
2012	18,09	0

Electricidad

La regulación del sector eléctrico prevé dos tipos de intercambios de electricidad: ventas y/o compras con contratos firmes de abastecimiento e intercambios eventuales. Dentro de la primera categoría, se encuadran tanto la licitación internacional hecha por una empresa brasileña para la compra de potencia firme en la Argentina.

En tanto esté garantizado el abastecimiento de gas natural para las centrales eléctricas a un precio competitivo, la estrategia de los generadores argentinos se orientaría a expandir su negocio propiciando exportaciones en firme. Sin embargo, esta posibilidad deberá competir con la dinámica de las empresas petroleras argentinas en la exportación de gas, posiblemente asociadas con generadores del país importador cuyas oportunidades de negocios se verían fortalecidas con las importaciones de gas y restringidas con las importaciones de electricidad.

La capacidad disponible en la transmisión eléctrica entre los sistemas brasileños y argentino y la propia configuración de las redes nacionales, podría actuar como limitante para las importaciones y exportaciones eventuales entre ambos sistemas. En general, este tipo de intercambios estaría vinculado a la disponibilidad de excedentes hidroeléctricos y serían más importantes y frecuentes en Brasil que en Argentina, debido a la estructura del parque de generación brasileño y a su tamaño. Por tanto y salvo en situaciones esporádicas de fallas, cabe esperar que estos intercambios eventuales sean importaciones para el sistema argentino.

Para el armado de los Escenarios se siguieron las pautas y estimaciones de la Secretaría de Energía con un crecimiento paulatino hasta el 2008 y una estabilización a partir de dicho año. Los volúmenes de potencia estimados, idénticos para todos los escenarios, son:

Exportaciones de Electricidad (MW)			
	Brasil	Chile	Uruguay
2000	1000		
2004	3500	1000	200
2008	5000	1000	200
2012	5000	1000	200

1.4 Evolución de la eficiencia energética

En base a lo pautado en el punto 1.2, el escenario de base o escenario tendencial de demanda final puede ser definido siguiendo alguno de los siguientes criterios: mantener constante el nivel actual de eficiencia energética, es decir no incluir ningún mejoramiento en la eficiencia del uso de energía en los usos finales; en este caso estamos frente al denominado “escenario de eficiencia congelada”⁽¹¹⁾ o incluir algún mejoramiento de eficiencia en los usos finales, asumiendo que los mejoramientos se van a producir en forma “natural”, sin ninguna intervención específica en los mercados para estimular dichos mejoramientos.

El *escenario de eficiencia congelada* no es un escenario realista, aun sin ningún tipo de intervención y esfuerzo para reducir los consumos de energía, la intensidad energética va a declinar, simplemente como resultado del retiro de servicio de equipos antiguos y menos eficientes y su reemplazo por nuevos equipamientos.

Resulta más razonable plantear que el escenario de base supone el mantenimiento de una tendencia en lo referente al consumo de energía y, en especial a los consumos específicos, la penetración de equipos (más eficientes vs. menos eficientes) y acciones de uso racional de energía que podrían esperarse sin ningún cambio de política.

Esta segunda alternativa podría asociarse a un abordaje denominado “escenario de eficiencia dinámica congelada”⁽¹²⁾, que supone el retiro de equipamientos antiguos por modelos nuevos más eficientes disponibles en el mercado pero que no supone la introducción de nuevas tecnologías que aun no estén disponibles en el año base.

En el escenario de “eficiencia dinámica congelada”, la intensidad energética media podría reducirse en el tiempo, dependiendo de la evolución de la estructura productiva y el rol de los diferentes sectores de consumo y, por supuesto, del nivel de eficiencia de nuevas tecnologías disponibles en el mercado.

El abordaje asociado al principio de eficiencia dinámica es el que utiliza este estudio para definir, caracterizar y fijar las pautas básicas de los escenarios de base de consumo final de energía. En cada uno de los sectores se irán explicitando los criterios utilizados y, si es necesario, su justificación, definiendo cuáles son las modificaciones esperables aún sin políticas de intervención.

1.5 Síntesis de las pautas referidas a cada una de los sectores/actividades de consumo y abastecimiento.

Se han definido las pautas e hipótesis básicas y comunes de los Escenarios Energéticos de Base, atinentes tanto al consumo como al abastecimiento de energía. Las mismas pueden sintetizarse en los considerandos incluidos en las tablas siguientes:

SECTOR	VARIABLE	PAUTAS
	<i>Consumo</i>	
Residencial	Consumo de Energía por Habitante	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El consumo evoluciona en base al PBI por habitante ▪ Se incrementa la intensidad energética suponiendo demanda insatisfecha ▪ El consumo total es función de la población proyectada ▪ Crecen los consumos eléctricos a una tasa mayor que los consumo calóricos, manteniendo la tendencia histórica ▪ En los usos calóricos se incrementa la

(11) UNEP/RISO – Improving Energy Efficiency and Protecting the Environment – Noviembre 1997 – Pág. 44/45

(12) UNEP/RISO – Op.cit.

CAPITULO III Primera Parte

SECTOR	VARIABLE	PAUTAS
		participación del Gas Natural en desmedro del LPG y Kerosene
Comercial y Público	Consumo de Energía por unidad de PBI	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El consumo evoluciona en base al PBI ▪ Mejora la intensidad energética sectorial ▪ El consumo total es función de la evolución del nivel de actividad ▪ Se incrementan los usos eléctricos ▪ En los usos calóricos, se incrementa la participación del Gas Natural en desmedro de GLP, Kerosene y Gas Oil
Transporte	Consumo total sectorial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El sector se desagrega en pasajeros y carga ▪ El consumo evoluciona en base a población y nivel de actividad sectorial ▪ Se incrementa la intensidad de uso en función del PBI/hab y el Valor Agregado Sectorial ▪ Cuando existe competencia entre fuentes, ganan participación el Gas Oil y el GNC en desmedro de las Gasolinas. ▪ Mejora la eficiencia de todo el parque
Agricultura, Silvicultura y Pesca	Consumo de Energía por unidad de V.A.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El consumo evoluciona en base al V.A. ▪ La intensidad energética evoluciona en función de la tendencia histórica ▪ Se incrementan la participación de Electricidad y Gas Oil ▪ Disminuye la participación de Biomasa
Industrias Energo Intensivas	Consumo de Energía por unidad de V.A.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El consumo evoluciona en base al V.A. ▪ La intensidad energética evoluciona de acuerdo a la estructura sectorial ▪ Se incrementan la participación de Gas Natural y Otras Fuentes Primarias ▪ Disminuye la participación del resto de las fuentes
Industrias No Energo Intensivas	Consumo de Energía por unidad de V.A.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El consumo evoluciona en base al V.A. ▪ La intensidad energética evoluciona de acuerdo a la estructura sectorial ▪ Se incrementan la participación de Gas Natural y Electricidad ▪ Disminuye la participación del resto de las fuentes

CAPITULO III Primera Parte

SECTOR	VARIABLE	PAUTAS
<i>Abastecimiento y Centros de Transformación</i>		
Centrales Eléctricas de Servicio Público	Equipamiento y Generación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incorporación de equipamiento ya definido de acuerdo a información brindada por operadores ▪ Equipamiento adicional en base a Ciclos Combinados de Alta Eficiencia ▪ Nueva generación basada en Gas Natural y Gas Oil ante eventuales faltantes de Gas ▪ Mejora del Factor de Utilización ▪ Mejora de Eficiencia media del Sector ▪ Mantenimiento de norma de despacho
Autoproducción y Cogeneración	Equipamiento y Generación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mantenimiento de los niveles de Autoproducción ▪ Mejora de eficiencia térmica ▪ Incremento de generación hidroeléctrica ▪ Mantenimiento de combustibles ▪ Inexistencia de Cogeneración adicional en el Escenario Base
Pérdidas de Transmisión y Distribución	Valores Porcentuales	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Disminución de 2 puntos de las pérdidas en el Sistema Eléctrico ▪ Mantenimiento del nivel de pérdidas en el sistema de Gas Natural
Centros de Gas	Nivel de capacidad	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crecimiento en base a requerimientos de la demanda final ▪ Mantenimiento de estructura de gases ▪ Mantenimiento de regla de despacho
Refinerías	Nivel de Capacidad y Estructura de Oferta	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento de capacidad y estructura de acuerdo a evolución del mercado interno ▪ Mantenimiento de regla de despacho ▪ Mantenimiento de intensidad y eficiencia
Venteo de Gas Natural	Valores porcentuales	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reducción del venteo al mínimo técnico de acuerdo a normativa de la Secretaría de Energía
Producción de Petróleo	Volumen de producción anual	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nivel de producción en base a requerimientos del mercado interno y exportación ▪ Definición de volúmenes máximos de producción en función de evolución de reservas
Producción de Gas Natural	Volumen de producción anual	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nivel de producción en base a requerimientos del mercado interno y exportación ▪ Definición de volúmenes máximos de producción en función de evolución de reservas
Reservas	Evolución de reservas totales	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Evolución de incorporaciones de acuerdo a demanda de mercado y estimaciones de recursos últimos
Comercio Exterior	Volúmenes anuales	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijación de volúmenes de comercio exterior de Gas Natural y Electricidad de acuerdo a estimaciones y aprobaciones de la Secretaría de Energía ▪ Estimación de volúmenes de comercio exterior de petróleo en base a evolución de consumo y reservas
Otras Renovables	Volúmenes anuales	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mantenimiento de la tendencia histórica

Segunda Parte
Los resultados de los diferentes escenarios

1. Escenario de crecimiento socioeconómico bajo (CEMA BAJO)

1.1. Identificación de los elementos relevantes del Escenario Socioeconómico

Las pautas del escenario socioeconómico se corresponden con las incluidas en el informe presentado por CEMA en lo referente al escenario de crecimiento bajo.

Evolución del PBI

“Para el año 1999 pronosticamos una tasa de caída del producto del -3.5%, siendo la industria uno de los sectores más afectados por la recesión. La recuperación comenzará en el año 2000 con una tasa de crecimiento del 3.7%. La industria crecerá casi como el producto en tanto que la producción de servicios será el componente más dinámico, tendencia que se observará hasta el final de nuestras estimaciones. En el año 2001 Argentina alcanzará una tasa de crecimiento del 6.1%. Se supone que las reformas pendientes serán llevadas a cabo sin el dinamismo de la década pasada.”

*“A partir del año 2002 hemos dividido las estimaciones en tres escenarios posibles....La hipótesis de **Baja** considera que Argentina no avanzará en las reformas de segunda generación pero no se afectará de ninguna manera la estabilidad alcanzada en la década anterior.*

*En el caso de **Baja**, la falta de dinamismo reformador provocará que el crecimiento del PBI se desacelere a partir del año 2001. En este caso la tasa de crecimiento de largo plazo 0.7% se alcanzará en el año 2010. A partir de allí el Producto en Argentina se habrá estancado hasta el 2012 con un PBI per cápita de 9144 pesos expresados a precios de 1993”.*

Las tasas de crecimiento por período del PBI a precios de mercado resultan:

- Período 1997-2004: 3,3% a.a.
- Período 2004-2008: 2.0% a.a.
- Período 2008-2012: 0.7% a.a.
- Período 1997-2012: 2.3% a.a.

Con respecto a la estructura del PBI a costo de factores, debe destacarse:

- El sector Agricultura, Silvicultura y Pesca disminuye gradualmente su participación, al tener una tasa anual de crecimiento muy inferior a la del total (1,5% a.a.).
- Minería también muestra una tendencia a disminuir su participación (crece al 1,6% a.a.)
- Las industrias energo intensivas crecen por encima de la media (al 2,6% a.a.) incrementando su participación. Mientras que las No energo intensivas crecen a una tasa muy inferior (0,9% a.a.) disminuyendo significativamente su participación en el PBI (del 15,15% en 1997 al 12,4% en 2012).
- El Valor Agregado del Sector Transporte muestra un crecimiento mucho más lento que para el conjunto de los sectores (1% a.a.), perdiendo relevancia en el total.

La evolución de la población, por su parte, sigue las siguientes pautas:

- La población crece a una tasa a.a. cercana al 1,14% a.a., mostrando una tasa de crecimiento mayor hasta el 2004 y un aplanamiento luego.
- Como consecuencia del crecimiento poblacional previsto la evolución del PBI por habitante (con referencia al PBI a precios de 1986) crece un 18% con respecto al año base y a una tasa del 1,1% a.a. entre extremos, si bien tiene un comportamiento desigual en los períodos intermedios.

1.2. La demanda final de energía: análisis sectorial y agregado

1.2.1. Sector Residencial

El Sector Residencial tiene una importancia significativa en el Balance Energético Argentino, con una participación que ha mostrado una tendencia creciente en el período 1980-1997, alcanzando en 1997 el 20.7% del Consumo Final, sobre la base de una tasa de crecimiento sostenida y especialmente significativa en los noventa.

En cuanto a la estructura por fuente, el consumo se encuentra extremadamente concentrado en gas distribuido y electricidad (entre ambas representan el 81% del consumo), concentración que se ha profundizado en el pasado reciente (en 1980 la participación del gas distribuido era del 40% y hoy alcanza casi el 62%).

La fuente que sigue en orden de importancia es el GLP, aunque con una tendencia netamente decreciente (pasó de representar 21% en 1980 al 11.6% en 1997).

La tendencia muestra una fuerte sustitución entre fuentes, con una participación creciente de fuentes más limpias y eficientes.

Existe una porción de la electricidad que se destina a usos calóricos y se ha detectado que dicha proporción es creciente, lo cual implica la sustitución de otras fuentes en tal uso. Esta penetración de la electricidad en usos calóricos y, en consecuencia, de la fuente en general, se manifiesta en una elasticidad con respecto a la variable explicativa significativamente mayor que la que muestran las otras fuentes.

Los usos calóricos que permanecen en manos de los combustibles (leña, gas distribuido, kerosene, GLP y carbón vegetal) se concentran gradualmente en gas distribuido, manteniendo una cierta participación la leña y el carbón vegetal, especialmente por pautas culturales.

Sin embargo, se ha supuesto una penetración significativa de la electricidad en usos calóricos, tales como: aclimatación de ambientes (frío y calor) y cocción, sumados a los usos “tradicionales” eléctricos.

Las variables explicativas son población y PBI por habitante, las elasticidades con respecto a la primera son decrecientes, en el convencimiento que los desarrollos tecnológicos van a permitir incorporar un grado de eficiencia creciente en los consumos energéticos del sector, mientras que con respecto al ingreso por habitante muestran una tendencia creciente, mostrando un importante grado de inercia, y reflejando una cierta demanda insatisfecha. En consecuencia la intensidad energética crece aproximadamente un 20% tanto con respecto a la población como al ingreso por habitante.

Sin embargo, dicho crecimiento se morigera por una mayor eficiencia en el uso iluminación por penetración de lámparas de bajo consumo, renovación de artefactos destinados al uso conservación de alimentos y reducción de consumo en otros artefactos eléctricos. Asimismo, se estima que en lo referente a la fuente gas natural, se incorporarán gradualmente, artefactos de mayor eficiencia, tanto en el uso cocción como calentamiento de agua y calefacción.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro siguiente.

Puede observarse que el grado de concentración en electricidad y gas distribuido se incrementa ya que la suma de ambas fuentes cubre, en 2012, más del 88% del consumo, mientras que el consumo sectorial total se incrementa el 43% al 2012, con respecto al nivel de 1997.

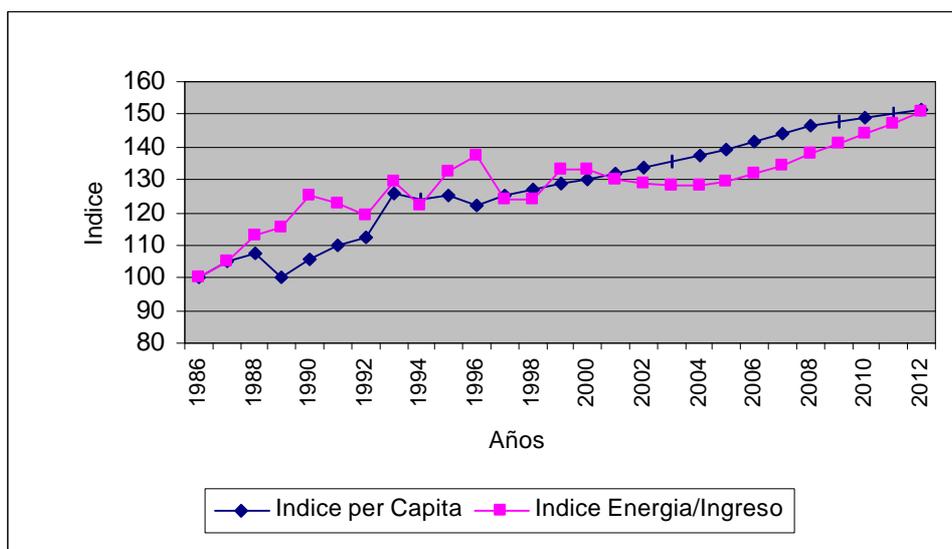
Consumo Sector Residencial
Valores en Millones de Gigajoules

	1997	2004	2008	2012
Leña	7.67	9.20	10.06	10.71
Gas Natural	213.34	267.91	329.86	329.86
Gas Licuado	39.90	38.13	30.42	30.42
Kerosene	11.69	14.29	10.92	9.26
Carbón Vegetal	6.12	7.33	8.02	8.54
Electricidad	66.70	77.71	93.43	105.76
Total	345.42	411.85	459.01	494.54

La tasa de crecimiento a.a. del 2.4% para el consumo total, mientras que la Electricidad crece a una tasa del 3.1% y el gas distribuido lo hace al 3,9% incrementando su participación. El resto de las fuentes están en regresión, lo que implica tasas inferiores a la del total o incluso negativas (kerosene).

El gráfico siguiente muestra la evolución histórica (1986-1998) y los datos proyectados (en números índices, base 1986=100) de dos indicadores relevantes para este Sector: el consumo sectorial por habitante y el consumo sectorial por unidad de ingreso por habitante.

Gráfico N° III.1.
Residencial - Evolución de Consumos



Se destaca que el consumo actual por habitante del Sector Residencial es casi un 30% superior al de 1986. En relación a los valores actuales, el consumo sectorial por habitante se incrementa el 19% al año 2012 mientras que la relación de dicho consumo con el Ingreso por habitante indica un incremento del 21%. La evolución de ambos indicadores implica, en consecuencia, elasticidades mayores que uno, pero revela tasas de crecimiento del consumo menores que las históricas, bajo la hipótesis de una mayor eficiencia en el consumo energético sectorial.

1.2.2. Sector Comercial y Público

El Sector Comercial y Público tiene una participación relativamente escasa en el Balance Energético Argentino, si bien ha mostrado una tendencia significativamente creciente en el período 1980-1997 (representaba el 4.2% del Consumo Final en 1980, mientras que en 1997 alcanzó el 5.7%).

En cuanto a la estructura por fuente, el consumo se encuentra extremadamente concentrado en gas distribuido y electricidad (entre ambas representan casi el 95% del consumo), concentración que, si bien se ha profundizado en el pasado reciente, es de larga data (en 1980 ambas fuentes representaban el 90%). Sin embargo la importancia relativa de cada una de las dos fuentes se ha modificado en forma sustantiva, históricamente la electricidad ha penetrado en los consumos del sector (36% en 1985 y 43% en 1997), mientras que el gas distribuido muestra una cierta regresión en cuanto a su participación en el mercado (58% en 1990 y 52% en 1997).

Las fuentes que sigue en orden de importancia son el diesel oil y fuel oil, con un comportamiento extremadamente errático en cuanto a su importancia relativa.

La extrapolación de las tendencias históricas, toma como variables explicativas los niveles de actividad global y sectorial.

Existe una porción de la electricidad que se destina a usos calóricos, con una tendencia creciente, lo cual implica la sustitución de otras fuentes en tal uso. Esta penetración de la electricidad en usos calóricos y, en consecuencia, de la fuente en general se manifiesta en una intensidad significativamente mayor que la que muestran las otras fuentes.

Los usos calóricos que permanecen en manos de los combustibles se concentran gradualmente en gas distribuido. Las intensidades se han supuesto decrecientes dado que, al igual que en otros sectores, los desarrollos tecnológicos van a permitir incorporar un grado de eficiencia creciente en los consumos energéticos del sector. De este modo la intensidad descende gradualmente en el primer período y luego permanece relativamente estabilizada.

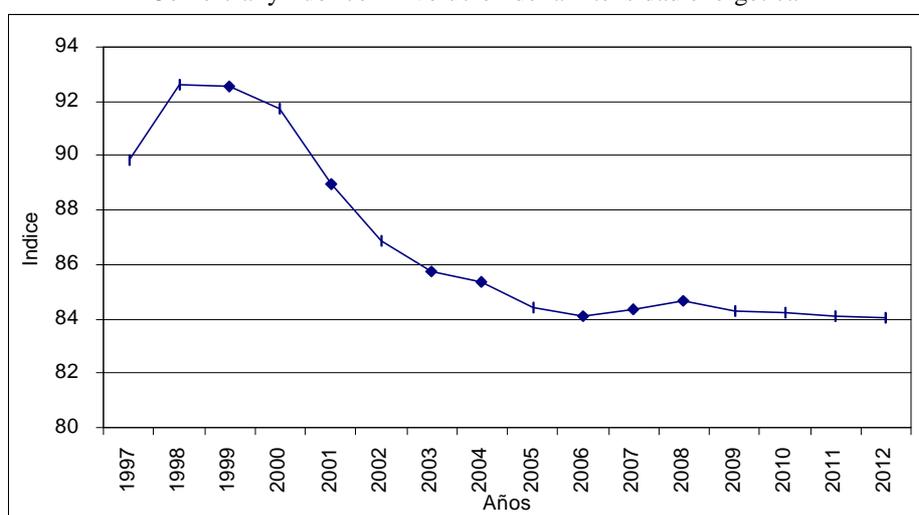
Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro siguiente. El consumo sectorial anual se incrementa, al año horizonte, el 39.6% con respecto a los valores del año base.

Consumo Sector Comercial y Público
Valores en Millones de Gigajoules

	1997	2004	2008	2012
Electricidad	49.58	67.05	75.71	80.94
Gas Natural	60.18	72.58	77.20	77.75
Gas Licuado	0.75	0.61	0.50	0.35
Diesel Oil	2.93	2.76	2.24	1.58
Fuel Oil	2.35	2.22	1.81	1.27
Total	115.79	145.22	157.46	161.89

Los valores consignados en el cuadro anterior indican una tasa de crecimiento a.a. del 2.3% para el consumo total, en el período 1997-2012. Por su parte la Electricidad crece a una tasa del 3.3% a.a. y el Gas Distribuido lo hace al 1.7% a.a. El resto de las fuentes están en regresión en valores absolutos, lo que implica tasas de crecimiento negativas (GLP, Diesel Oil y Fuel Oil).

Gráfico N° III.2.
Comercial y Público – Evolución de la intensidad energética



La relación de intensidad energética (considerando el Valor Agregado de los sectores productores de servicios –sin incluir Transporte-) muestra una ganancia de eficiencia de más de 9 puntos, considerando los valores alcanzados en 1999 y de alrededor de 6,7% con respecto al año base.

El resultado refleja las hipótesis asumidas sobre la mejora de eficiencia en los usos calóricos y eléctricos, con pautas similares a las adoptadas para el Sector Residencial.

1.2.3. Sector Transporte

Introducción

El Sector Transporte es el más importante en cuanto a participación en el consumo final de energía, 35% de tal consumo en el año base, con un ritmo de crecimiento muy significativo en los últimos años. La estructura por fuente es variada ya que si bien predominan el diesel oil y la gasolina, participan el kerosene, gas distribuido (GNC), electricidad y fuel oil.

En 1997, el 52.1% del consumo estuvo explicado por el diesel oil, fuente en creciente penetración, favorecida por la estructura de precios relativos. El combustible que le sigue en orden de importancia es la gasolina (32.7% del consumo en 1997), fuente que pierde participación sistemáticamente, siendo sustituida por el propio diesel oil y el GNC (en 1980 las gasolinas representaban el 54,1% del consumo). El GNC –combustible desarrollado hacia mediados de la década del 80- tiene aun una escasa participación, (7.5%), pero con una franca tendencia creciente,

teniendo en cuenta que en 1990 solo representaba el 1.9% del consumo del sector. El consumo total de energía del sector fue en 1997 de 583.64 millones de Gigajoules.

Dada su fuerte responsabilidad en el consumo de energía, las fuentes utilizadas y, la consecuente, fuerte contribución al volumen total de emisiones de GEI, fue uno de los sectores seleccionados para explorar potenciales acciones de mitigación y sus consecuencias.

Por tal motivo, el Sector se analiza en detalle, identificando subsectores de consumo y, dentro de ellos, el rol que cumplían los diferentes modos o medios y las correspondientes fuentes.

Los subsectores identificados son: Transporte de pasajeros urbano, Transporte de pasajeros interurbano y Transporte de cargas. A continuación se hará una descripción de las características más relevantes, desde el punto de vista energético, de cada uno de ellos.

Transporte de pasajeros urbano

El consumo energético de este subsector fue estimado en 186,23 millones de Gigajoules en el año base, correspondiéndole el 31.9% del consumo total del sector. Hasta mediados de la década mostró una tendencia creciente, impulsada por el incremento del parque de automóviles y su mayor intensidad de uso; sin embargo a partir de 1996 se ha atemperado su participación y podría plantearse una cierta estabilidad y, aún, regresión en su participación porcentual.

Los modos de transporte considerados son: automóviles particulares, taxis, colectivos urbanos, ferrocarril y subterráneo. Dentro de los automóviles particulares se encuentran incluidos los destinados al servicio de Remises dada la imposibilidad de su identificación.

Los consumos, estimados, por modo ubican al automóvil particular con una participación de más del 79%, la fuente preponderante es la gasolina, seguida por el Diesel Oil y el GNC. La tendencia muestra una pérdida de participación de las gasolinas y un incremento tanto del GNC como del diesel oil, pero sobre todo del último como resultado de la política de precios relativos ⁽¹³⁾.

En segundo término se encuentran los colectivos urbanos (casi el 13% del consumo total del subsector). El consumo de los colectivos se concentra casi totalmente en diesel oil –existe un parque limitado funcionando a GNC, cuyos consumos son prácticamente indetectables al nivel del total subsectorial.

Los taxis que utilizan gasolina, diesel oil y GNC constituyen el tercer grupo, representando el 6.9% del consumo del subsector y completan el 98,70% de estos tres modos. Es importante destacar que la fuente de mayor relevancia en el caso de los taxis es el GNC, seguida por El Diesel Oil.

El 1.3% restante es para los medios de vía única y transporte masivo –ferrocarril y subterráneo-. Las fuentes utilizadas en estos casos con electricidad y diesel oil.

Como resultado de las estimaciones se obtiene que las gasolinas representaban, en el año base, el 70,5% del consumo total del subsector, el diesel oil alcanza el 22% y el GNC el 6,7%, el resto está constituido por la electricidad.

Transporte de pasajeros interurbano

El consumo energético total de este subsector fue estimado en 61.63 millones de Gigajoules en 1997, con el 10.6% del consumo total del sector. Muestra una leve tendencia decreciente en cuanto a participación.

Los modos incluidos son: carretero (ómnibus interurbanos), ferroviario (ferrocarril) y aéreo (avión). Tal como se aclaró en el ítem anterior no se considera el automóvil como medio de transporte carretero, sus consumos están incluidos en el transporte urbano.

(13) Es importante destacar que, por razones metodológicas y de dificultad para estimar viajes en corredores interurbanos, la totalidad los consumos relacionados con automóviles particulares son incluidos dentro de este subsector, es decir al automóvil particular incluye los traslados urbanos y los interurbanos.

Los consumos, estimados, por modo ubican al transporte aéreo (combustible jet) como el más relevante 65,8% del consumo –40.56 millones de Gigajoules -, seguido del ómnibus interurbano (33.5% -20.6 millones de Gigajoules) y, finalmente, el ferrocarril (0,7% - 0,44 millones de Gigajoules).

Cada uno de los modos se asocia a una única fuente: combustible jet en el medio aéreo y diesel oil en el ómnibus y ferrocarril. La participación por modos es, en consecuencia, la participación por fuentes: 66% combustible jet, 34% diesel oil.

Transporte de cargas

El transporte de cargas explica el mayor porcentaje del consumo de energía del subsector, con 335.78 millones de Gigajoules en 1997, representaba más del 57%, con una participación levemente creciente y volúmenes consumidos en franco crecimiento.

Los modos considerados relevantes en este subsector son: carretero (camión de menos de dos toneladas y camión de más de dos toneladas), ferroviario (ferrocarril) y fluvial y marítima (barcos y barcasas). Se distinguen, en consecuencia, un total de cinco modos donde el más importante es el transporte carretero en camiones de más de dos toneladas.

El transporte carretero absorbe más del 96% del consumo subsectorial. Este modo muestra una fuerte dinámica, desplazando al ferrocarril y a la navegación fluvial y marítima, con tasas muy importantes de crecimiento y porcentajes de participación crecientes.

Dentro de él, los camiones de menos de dos toneladas representan, aproximadamente, el 59% del consumo del subsector; muestran una participación relativamente estable creciendo a una tasa levemente inferior a la media para el subsector. La estructura por fuente de este medio es más variada, incluyendo: gasolina, diesel oil y GNC. La tendencia muestra una pérdida de participación de las gasolinas y un incremento tanto del GNC como del diesel oil, pero con mayor intensidad en el GNC. Las gasolinas representan el 29% del consumo de este medio, mientras que el diesel oil es el 54% y el resto lo absorbe el GNC.

El transporte ferroviario, basado en diesel oil, representa algo más del 2% del consumo del subsector, con una tendencia decreciente, al menos a partir de 1990.

El (1.8%), queda en manos de los barcos y barcasas, también con tendencia declinante tanto en valores relativos como absolutos.

Como resultado de las estimaciones se obtiene que las gasolinas representaban, en el año base, el 17.7% del consumo total del subsector, el diesel oil alcanza el 72%, el GNC el 9.4% y el fuel oil el 0,9%.

Pautas específicas para el sector

Resulta necesario recordar que el escenario de base no se define como un escenario estático, con el estado del arte congelado y sin ningún tipo de acciones de política o intervención sobre las decisiones del mercado. Muy por el contrario, se supone el mantenimiento de las tendencias del sistema en cuanto a desarrollo y difusión de mejoras técnicas, grado de penetración de diferentes modos, medios y fuentes y acciones tendientes a actuar sobre el transporte de personas y cargas en función de los problemas que del mismo deriven.

En tal sentido, las pautas definidas para el escenario de base suponen modificaciones importantes en relación a la situación, sobre todo en aspectos tales como:

- Sustitución entre modos
- Mejoras técnicas
- Penetración de fuentes

Sustitución entre modos

Se suponen modificaciones en el ámbito urbano, suburbano e interurbano. En todos los ámbitos, se espera:

- Un cierto incremento del transporte privado frente al público, manteniendo la tendencia.
- Incremento del tráfico de pasajeros en ferrocarriles urbanos, con menor participación de ómnibus.
- Disminución del tráfico de pasajeros en ferrocarriles interurbanos.
- Mantenimiento de la tendencia en la estructura de cargas

Mejoras técnicas

Se desarrollan diferentes hipótesis con respecto a los automóviles, ómnibus, utilitarios de menos de dos toneladas y ferrocarril. En el primer caso se ha supuesto:

- Mayores rendimientos

Las mejoras de rendimientos previstos serían:

Automóviles – Consumo Específico (índice)				
Combustible	1997	2004	2012	
Gasolina	100	91.4	86.5	80.4
diesel oil l	100	94.5	89.1	83.0
GNC	100	97.7	95.4	85.7

Taxis - Consumo Específico (índice)				
Combustible	1997	2004	2012	
Gasolina	100	99.0	95.8	91.8
diesel oil l	100	98.9	91.9	84.9
GNC	100	98.9	91.9	84.8

El aumento de rendimiento en los motores se producirá por la conjunción de una serie de medidas tecnológicas, entre las que podrían incluirse: Sistema de control electrónico de distribución y apertura variable de válvulas, sustitución de materiales, cambios automáticos de velocidad, transmisión electrónica, número de válvulas por cilindro, menor tamaño de los cilindros, reducción de fricción, modificación encendido, etc⁽¹⁴⁾.

Los cambios técnicos permitirían reducir el consumo específico entre un 8 a 19% al año 2012. En el caso de Omnibus, es posible estimar las siguientes ganancias de eficiencia:

Omnibus - Consumo Específico (índice)				
	1997	2004	2008	2012
Urbanos	100.0	94.0	89.4	85.0
Interurbanos	100.0	94.6	89.8	85.8

Por su parte, en el caso de ferrocarriles y subtes se han hecho las siguientes hipótesis:

Ferrocarril y Subtes – Consumo Específico (índice)				
	1997	2004	2008	2012
Electricidad (FFCC)	100.0	97.0	93.5	89.9
Gas Oil	100.0	96.0	90.6	86.7
Electricidad (Subte)	100.0	87.4	83.1	80.3

En lo referente al resto de medios que operan en el transporte interurbano, se espera la siguiente evolución:

Ferrocarril Interurbano y Aéreo - Consumo Específico (índice)				
	1997	2004	2008	2012
Ferrocarril	100.0	99.0	97.0	95.0
Aéreo	100.0	93.5	89.2	85.0

Las mejoras esperadas en el transporte de cargas son:

(14) "Effects of feebates on vehicle fuel. Economy, carbon, dioxide emissions and consumer surplus". US Department of Energy. February 1995.

Camión < 2 Ton – Consumo Específico (índice)				
	1997	2004	2008	2012
Gasolina	100.0	94.9	89.8	83.8
Gas Oil	100.0	96.8	90.2	89.5
GNC	100.0	94.3	86.1	82.8

Resto de medios - Consumo Específico				
	1997	2004	2008	2012
Camión > 2 Ton	100.0	97.7	97.7	92.0
Ferrocarril	100.0	96.0	90.8	86.7
Navegación	100.0	98.1	96.0	95.0
Barcazas	100.0	79.1	66.6	58.0

Penetración de Fuentes

En todos los subsectores, se supone el mantenimiento de las tendencias históricas de sustitución entre fuentes.

Las hipótesis para cada subsector son las siguientes:

Pasajeros Urbanos

La estructura de consumo por fuente es función de:

- Tendencia histórica
- Intensidad de uso
- Precios relativos
- Acceso a fuentes
- Precios de los vehículos
- Características técnicas y costos de equipamientos específicos

Automóviles – Participación por Fuente (%)				
	1997	2004	2008	2012
Gas Natural	4.6	5.0	5.6	6.6
Gasolinas	87.6	86.0	83.9	81.8
Gas Oil	7.8	9.0	10.5	11.6
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

Taxis – Participación por Fuente (%)				
	1997	2004	2008	2012
Gas Natural	45.1	46.5	47.0	47.0
Gasolinas	10.4	4.0	2.5	0.0
Gas Oil	44.5	49.5	50.5	53.0
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

Ferrocarril – Participación por Fuente (%)				
	1997	2004	2008	2012
Electricidad	70.0	76.2	81.1	85.0
Gas Oil	30.0	23.8	18.9	15.0
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

En los medios no detallados se supone que no hay modificación con respecto a los datos del año base.

Pasajeros Interurbanos

CAPITULO III Segunda parte

En el caso de pasajeros interurbanos no se ha supuesto la penetración de otros combustibles distintos de los ya existentes en el mercado (Gas Oil y Combustible Jet).

Cargas

Camión < 2 Ton – Participación por Fuente (%)				
	1997	2004	2008	2012
Gasolina	27.9	24.0	20.0	17.0
Gas Oil	56.7	58.0	60.5	62.0
GNC	15.4	18.0	19.5	21.0
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

Para el resto de los medios se mantiene el combustible utilizado históricamente (Gas Oil en el caso de transporte terrestre y Fuel Oil y Gas Oil en el caso de Navegación y Barcazas).

Resultados del Escenario

Como resultado de las hipótesis asumidas y las pautas definidas para el escenario, el modelo arroja los siguientes consumos para el sector en su conjunto:

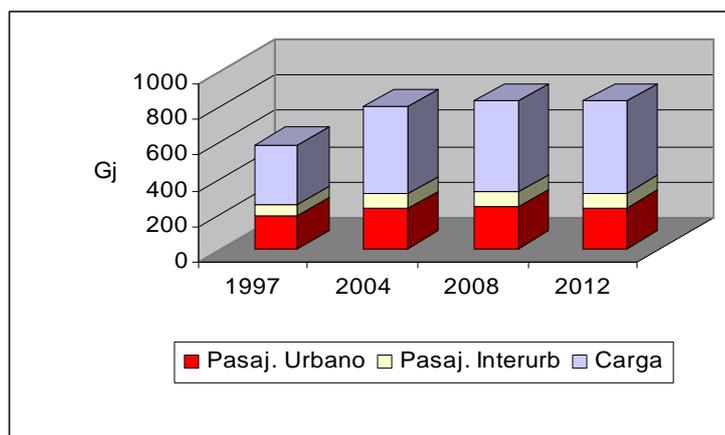
Consumo Sector Transporte Valores en Millones de Gigajoules y Porcentajes

Fuente	1997	1997	2004	2004	2008	2008	2012	2012
Diesel Oil	303.83	52.0%	446.12	56.0%	478.78	57.7%	489.66	59.0%
Gasolina	190.64	32.7%	222.42	27.9%	214.93	25.9%	198.89	24.0%
GNC	43.92	7.5%	64.62	8.1%	69.98	8.4%	74.18	9.0%
Kero/JP	40.56	7.0%	57.46	7.2%	59.70	7.2%	59.84	7.2%
FO	3.09	0.5%	3.80	0.5%	4.05	0.5%	4.28	0.5%
EE	1.59	0.3%	2.04	0.3%	2.23	0.3%	2.33	0.3%
Total	583.64	100.0%	796.47	100.0%	829.67	100.0%	829.18	100.0%

La tasa de crecimiento anual acumulativa entre extremos alcanza el 2.4%, mientras que la fuente con mayor crecimiento es el GNC (3,6% a.a.) si bien hay que considerar que se inicia con una participación muy baja y ya viene mostrando una dinámica relativamente fuerte, seguida por el Gas Oil (3,2% a.a.). La fuente de menor crecimiento es la Gasolina (0,3% a.a.), como consecuencia de las hipótesis de sustitución y mejoras de rendimientos asumidos.

La dinámica supuesta para los diferentes subsectores y en diferentes períodos, genera tasas de crecimiento dispares para cada uno de ellos si se considera la totalidad del plazo de prospectiva. Mientras el subsector pasajeros urbanos muestra una tasa total del 1.4% a.a., los consumos energéticos del transporte de pasajeros interurbanos crece al 2,15% a.a. y el transporte de carga al 2.9% a.a., siendo el subsector de mayor dinámica. Es importante destacar, sin embargo, que tal como se observa en las cifras, existe un estancamiento del consumo a partir del 2008, acompañando la tendencia prevista en el escenario socioeconómico.

Gráfico N° III.3. Evolución del consumo total y subsectorial



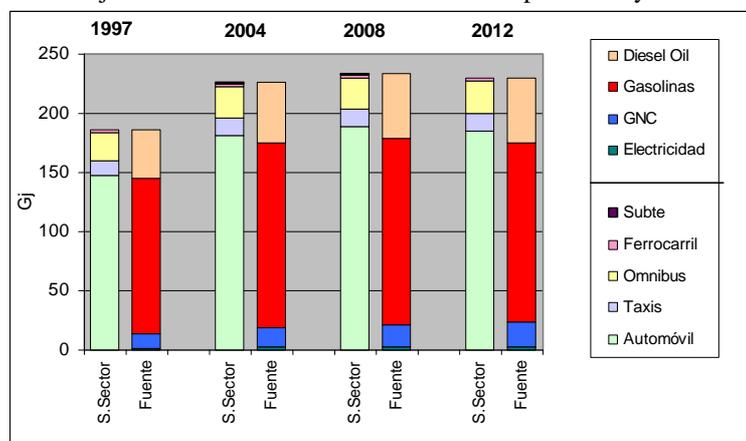
Transporte urbano de pasajeros

Es el subsector de menores tasas de crecimiento, perdiendo participación en los consumos totales del sector (32% en el año base al 28% en 2012). Con un consumo de 230.21 millones de Gigajoules en 2012, el subsector es el mayor responsable del consumo de gasolinas del sector.

El modo Automóvil Particular refuerza su preeminencia (80,5% del consumo subsectorial). El resto de los modos mantienen o disminuyen su participación.

La fuente predominante sigue siendo la gasolina. Sin embargo, pierde participación, desplazada por el GNC y el diesel oil.

Gráfico N° III.4.
Pasajeros Urbanos. Evolución del consumo por modo y fuente



El subsector continuará basado en el consumo de fuentes no renovables; los derivados de petróleo siguen siendo dominantes; la penetración del gas permite un cierto grado de diversificación y conlleva un efecto positivo sobre las emisiones específicas del subsector y los modos de transporte masivo siguen jugando un rol relativamente marginal en los consumos energéticos subsectoriales.

Transporte interurbano de pasajeros

El subsector pasajeros interurbano muestra una tendencia decreciente (en cuanto a participación) durante la mayor parte del período de análisis (crece levemente al año de corte 2008), alcanzando, al año horizonte una participación similar a la que mostraba en el año base.

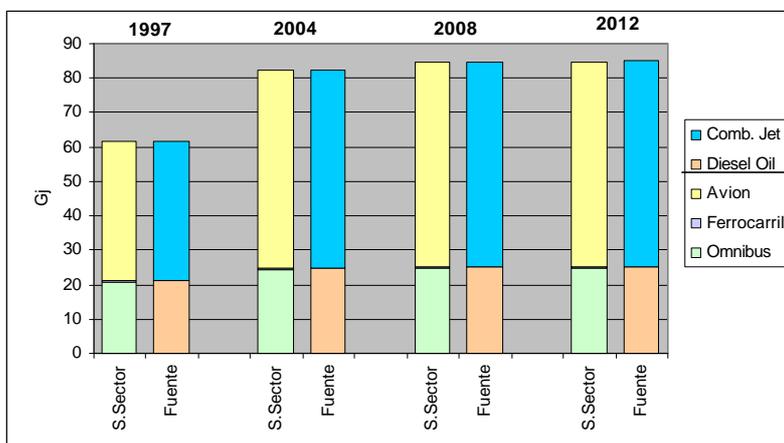
Con un consumo de 84.83 millones de Gigajoules en 2012, el subsector alcanza el 10.2% de los consumos sectoriales, siendo, responsable de la totalidad del consumo de Combustible Jet (JP) del sector.

Dado que, el medio Automóvil no se considera dentro de este subsector –recordemos que los consumos asociados al transporte por automóviles fueron incluidos en su totalidad en el Transporte de Pasajeros Urbanos-, ya no se utiliza

Gasolina en los vehículos carreteros y dado que el consumo de Gasolina de Aviación es muy poco significativo, el consumo del subsector se concentra en diesel oil y JP.

No existiendo hipótesis de penetración de nuevas fuentes en este subsector, los consumos se mantienen concentrados en las mismas fuentes utilizadas en el presente, descansando 100% sobre derivados de petróleo.

Gráfico N° III.5.
Evolución del consumo por modo y fuente



Se han considerado tres modos: Omnibus interurbanos, Ferrocarril y Avión. Como consecuencia de las transformaciones institucionales del sector –en particular, la suspensión del servicio de pasajeros interurbanos por ferrocarril y concesión a agentes privados de los ferrocarriles urbanos, más rentables- el medio ferrocarril prácticamente desaparece de los consumos del subsector – si bien en el pasado reciente ya tenía un rol menor -, representando en el año base menos del 1% de los consumos.

En consecuencia, el transporte colectivo carretero y el transporte aéreo concentran a futuro el 99,8% de los consumos subsectoriales. El Ferrocarril prácticamente desaparece. La fuente predominante sigue siendo el JP.

Este subsector también continúa basado en el consumo de fuentes no renovables y totalmente en derivados de petróleo.

Transporte de cargas

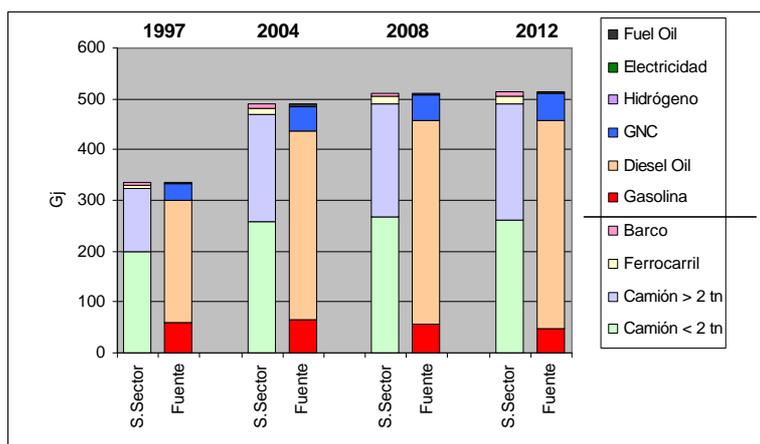
El transporte de cargas será responsable de más del 62% de los consumos sectoriales (en 2012), con una dinámica que acentúa su responsabilidad actual. Crece a una tasa del 2.9% a.a. entre extremos. Las tasas de crecimiento se han supuesto variables para diferentes períodos, con una aceleración importante en el decenio 2004/2008 como resultado de las hipótesis del escenario socioeconómico.

Con un consumo de 514.15 millones de Gigajoules en 2012, el subsector es el gran responsable del consumo de diesel oil del sector y del consumo total de dicho combustible. El resto de los combustibles utilizados son: gasolinas, GNC y Fuel oil.

En cuanto a los modos considerados son: los Camiones, Ferrocarril y Navegación Fluvial y Marítima. El modo Camión de más de dos toneladas mantiene un peso significativo en los consumos del subsector. Junto a los camiones de menor porte, el transporte por camiones absorbe, en 2012, más del 95% de la energía del subsector.

Manteniéndose el rol dominante del diesel oil, y sin que se produzcan modificaciones sustantivas entre modos, los únicos elementos a destacar es la penetración del GNC en camiones de menos de dos toneladas. Las gasolinas tienen una franca tendencia regresiva, sustituidas por el GNC y Diesel Oil.

Gráfico N° III.6.
Evolución del consumo por modo y fuente



El subsector continuará basado en el consumo de fuentes no renovables; los derivados de petróleo siguen siendo dominantes; la penetración del gas permite un cierto grado de diversificación y conlleva un efecto positivo sobre las emisiones específicas del subsector. Los efectos que estos resultados tienen sobre las emisiones se verán en el ítem específico.

1.2.5. Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca

El Sector Agropecuario tiene limitada responsabilidad en el consumo de energía (algo más del 4.9% del Consumo Total), si bien ha mostrado una tendencia significativamente creciente durante buena parte del período 1980-1997, alcanzando 100.42 millones de Gigajoules en 1997, de acuerdo a los datos del Balance Energético.

En cuanto a la estructura por fuente, el consumo se distribuye entre tres fuentes: electricidad, diesel oil y biomasa, si bien se encuentra extremadamente concentrado en diesel oil (más del 95% del total). La estructura muestra una cierta constancia, aunque pareciera observarse una gradual penetración de la electricidad.

La extrapolación de las tendencias históricas, toma como variable explicativa el nivel de actividad representado por el Valor Agregado del Sector, asumiendo un incremento de la intensidad energética; considerando valor 100 el año 1997, la intensidad energética prepararía a 112,9 en 2012. Esta tendencia a “energizar” el sector es coherente con la información del comportamiento histórico del sector que ha mostrado una elasticidad energía/valor agregado muy superior a uno en los períodos de crecimiento sostenido (la elasticidad resultante para todo el período de proyección se eleva a 1,56 en promedio, mientras que el promedio histórico 1986-1997 se ha elevado a 2,15).

El comportamiento de la elasticidad está revelando que este sector incluye también una hipótesis de mejora de eficiencia ya que la elasticidad se reduciría más de un 27%, a pesar que la intensidad energética muestre una tendencia creciente.

De acuerdo a las hipótesis definidas en el escenario socioeconómico, la tasa de crecimiento del Valor Agregado será del 1,5% a.a., para el período 1997-2012, mientras que la tasa de crecimiento para el consumo de energía será el 2,3% a.a.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro siguiente:

Consumo Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca
Valores en Millones de Gigajoules y Porcentajes

	1997	1997	2004	2004	2008	2008	2012	2012
EE	1.93	1.9%	2.40	2.0%	2.67	2.0%	2.82	2.0%
DO	95.94	95.6%	117.95	96.2%	130.15	96.6%	136.74	97.0%
BIO	2.55	2.5%	2.23	1.8%	1.90	1.4%	1.41	1.0%
Total	100.42	100.0%	122.58	100.0%	134.72	100.0%	140.97	100.0%

1.2.6. Sector Industrial

El consumo de energía final del sector fue el 25,5% del total, según el Balance Energético Nacional del año 1997. Esta participación había sido de 28,1% en 1990. El crecimiento del consumo energético en el lapso 90/97 fue de 45,3%, a razón del 5,5% anual acumulativo.

En el cuadro siguiente se transcriben, de los Balances Energéticos Nacionales, los consumos energéticos por fuentes primarias y secundarias de los años 90 y 97.

Consumo por fuentes del sector industrial
(10⁶ Gj)

FUENTE PRIMARIA	Año 1990	Año 1997
CM	0.25	0.60
LE	0	1.90
BA	18	31.50
OP	27.42	48.90
FUENTE SECUNDARIA		
EE	76.98	108.20
GD	173.97	253.50
GLP	1.00	1.00
DO	3.64	2.60
FO	15.91	22.90
CR	6.70	27.40
GC	4.94	5.00
GAH	4.98	5.60
CC	5.69	0.40
EN	18.84	10.80
TOTAL PRIMARIA + SECUNDARIA	358.32	520.60

Fuente: Secretaría de Energía y Puertos

Si se analiza la estructura de las fuentes en los años de referencia se puede observar que, en 1990, la electricidad participaba con el 21,5 %, el gas distribuido con el 48,6 % y la biomasa con el 12,7 %, mientras que en 1997 dichas participaciones evolucionaron al 20,8 %, 48,7% y 15,8% respectivamente. La participación de la electricidad decreció y también lo hizo la Biomasa, mientras que el gas distribuido acrecentó levemente su participación. El consumo de electricidad señalado mas arriba incluye tanto la suministrada por el servicio público como la autoproducida. La penetración del gas distribuido seguirá creciendo a medida que se complete la red de abastecimiento de gas en todo el territorio nacional.

Desagregación por módulos

El Sector Industria fue desagregado en dos módulos: Industrias Energo Intensivas que comprende las ramas: Papel e Imprentas; Química, Petróleo, Caucho y Plásticos; Minerales No metálicos; Hierro y Acero e Industria No Energo Intensiva, comprendiendo el resto de las ramas.

Características

Modulo	Consumo de Energía (10 ⁶ Gj)	Porcentaje (%)	Valor Agregado (1997 en \$ 1986)	Porcentaje (%)	Intensidad E/VA
Energo Intensivas	304.35	58,5%	1345.4	39,0%	226,2
No Energo Intensivas	216.21	41,5%	2102.8	61,0%	102,8
Total	520.56	100,0%	3448.2	100,0%	151,0

*Los consumo energéticos** *Industrias Energo Intensivas*

En el año base el consumo total de energía de este sector insumió 304.35 millones de GJ. El energético de mayor participación en la estructura de las fuentes energéticas es el Gas Natural, con el 44,2%. Esto muestra el rol dominante que ha tomado este energético ganando participación en la última década.

El modulo consume una amplia gama de energéticos (tanto con fines energéticos como no energéticos) cuyo detalle y participación puede observarse en la tabla siguiente

Fuente	Consumo (10 ⁶ Gj)	Porcentaje (%)
Otras Primarias	44.8	14.7
Electricidad (SP)	51.8	17.0
Electricidad (AP)	16.7	5.5
Gas Natural	134.6	44.2
GLP	0.6	0.2
Gas Oil	1.5	0.5
Fuel Oil	20.1	6.6
Carbón Residual	12.8	4.2
No Energético	10.7	3.5
Gas de Coquería	4.9	1.6
Gas de Alto Horno	5.6	1.8
Coque de Carbón	0.2	0.1
Total	304.4	100.0

El segundo energético en intensidad de uso es la Electricidad – 22,5% considerando la suma Servicio Público + Autoproducción. Debe destacarse que, en función de los procesos productivos en uso, este sector es proclive a la cogeneración de vapor y electricidad, si bien para el año base no puede detectarse que porcentaje de la Autoproducción es cogenerada.

Dentro de las actividades energo intensiva es necesario destacar ciertas características de algunas de las ramas, entre ellas:

- La incidencia de los costos energéticos es relevante. En el caso de Papel se aproxima al 12%, mientras que en Cemento alcanza más del 17% y en otras ramas del subsector tiene incidencias aun mayores (en las actividades relacionadas con ferroaleaciones puede alcanzar porcentajes superiores al 40%), de acuerdo a datos obtenidos de encuestas y censos económicos industriales.
- En el grupo de energo intensivas, se sitúan actividades que explican el 43 % del consumo final manufacturero. Ellas son la siderurgia, aluminio y metales no ferrosos, petroquímica, plásticos, azúcar, envases de vidrio y cerámicas.
- La siderurgia y el aluminio están alineadas con las de mejores niveles internacionales en cuanto a tecnologías. Solo podría señalarse la escala de las plantas como el capítulo susceptible de mejoras en los rendimientos. Sin embargo, en siderurgia, por caso, podría incrementarse la eficiencia en la producción de coque y adoptarse para todas las plantas el sistema de colada continua.
- Otras actividades, como la azucarera, afrontan mayores oportunidades de mejoras, sobre todo en el corto y mediano plazo, pero el interés en realizarlas -desde el punto de vista de la mitigación- queda relativizado, ya que la principal fuente energética utilizada en esta industria es el bagazo de caña o sea biomasa.

- Los aumentos de capacidad se suponen adquiriendo los más altos niveles tecnológicos y, en la medida que el mercado lo permita, con escalas de producción acordes con la competitividad buscada.

✱ *Industrias No Energo Intensivas*

En el año base el consumo total de energía de este sector insumió 216.21 millones de GJ. El energético de mayor participación en la estructura de las fuentes energéticas es el Gas Natural, con el 55.0%. Al igual que en el subsector Energo Intensivo, es el energético dominante.

El módulo consume una gama de energéticos menos variada que en el caso de la Energo Intensivas, cuyo detalle y participación puede observarse en la tabla siguiente

Fuente	Consumo (10 ⁶ Gj)	Porcentaje (%)
Otras Primarias	36.35	16.8
Electricidad (SP)	42.03	19.4
Gas Natural	118.91	55.0
GLP	0.47	0.2
Gas Oil	1.20	0.6
Fuel Oil	6.64	3.1
Carbón Residual	10.41	4.8
Coque de Carbón	0.20	0.1
Total	216.21	100.0

El segundo energético en intensidad de uso es la Electricidad – 19.4% seguido por Otras Primarias, que están constituidas por Biomasa, en su gran mayoría.

Como características a resaltar puede indicarse que:

- Este grupo abarca las industrias más ineficientes, desde el punto de vista energético. Aquí caben todas las medidas de URE conocidas, tales como la optimización del uso de calderas, con perfeccionamiento de quemadores, uso de economizadores, recuperadores de vapor y agua de condensados, mantenimiento de máquinas y equipos, aislaciones, automatización de procesos, sustitución de fuentes, uso de la biomasa, reciclados, cogeneración de calor y electricidad y otras medidas que sería ocioso detallar porque son todas las posibles.
- En la mayoría de las ramas, la baja incidencia de los costos energéticos constituye una barrera para el desarrollo de acciones de Uso Eficiente de la energía.
- No obstante lo cual, se asume que en la ampliación de capacidad se asume que se recurrirá a los últimos adelantos ofertados en el mercado internacional.

Pautas definidas para el escenario

Del conjunto de potenciales variables explicativas analizadas, la que aparecía con mayor significación sobre los consumos energéticos resultó ser el Valor Agregado. De acuerdo al escenario socioeconómico, las pautas de crecimiento del VAI (Valor Agregado Industrial) para cada uno de los módulos, expresadas por las tasas a.a. por período fueron las siguientes:

Período	Energo	No Energo	Total
1997-2004	4.1%a.a.	1.2%a.a.	2.4%a.a.
2004-2008	1.9%a.a.	1.4%a.a.	1.7%a.a.
2008-2012	0.7%a.a.	-0.1%a.a.	0.3%a.a.

De acuerdo con la información disponible del Sector Industrial y las pautas definidas más arriba, se ha supuesto que las intensidades energéticas se mantienen a los mismos niveles del año base. Esta hipótesis es congruente con el comportamiento histórico sectorial ya que los últimos once años han mostrado un leve crecimiento de la intensidad,

CAPITULO III Segunda parte

tendiendo a estabilizarse en valores similares a los de 1997 en “años normales” (las crisis se revelan a través de los cambios erráticos que sufre este indicador).

Es dable esperar, sin embargo, que la eficiencia energética sectorial pueda ser creciente. La estimación de un índice de la potencial evolución de la eficiencia sectorial implicaría desarrollar análisis y obtener información que excede el alcance y los términos de referencia de este informe. Con información sobre tecnologías escasa e incierta en cuanto a su aplicabilidad a las condiciones locales, no se estimó conveniente asumir un índice de mejora de eficiencia, considerando el objetivo de este informe. En tal sentido, es posible asumir alguna hipótesis global y conservadora a los efectos de estimar un potencial escenario de mitigación.

Resultados del escenario

Las proyecciones del consumo energético sectorial se presentan en forma agregada para las actividades clasificadas como energointensivas y para las no energointensivas.

Las actividades energointensivas insumían 269 millones de GJ en 1995 y llegarán a 712 en el año 2020. La evolución de estos consumos así como las tasas respectivas son las siguientes:

Actividades energointensivas. Escenario de base
Consumo de energía y tasas de crecimiento (106 GJ y %)

	1997	2004	2008	2012	1997/2012
Energía	304.35	404.05	436.38	449.48	
Tasas a.a.		4,13	1.9	0.7	2.6

La importancia de las fuentes en cada año de corte se muestra en la tabla siguiente, donde puede observarse que crece la participación del Gas Natural, la Biomasa (otras primarias).

Industrias energointensivas
Evolución del consumo de energía por fuente

Fuente	1997	2004	2008	2012
Carbón Mineral	0.0	0.7	1.2	1.7
Otras Primarias	44.8	65.6	74.5	80.7
Electricidad (SP)	51.8	62.7	64.0	62.0
Electricidad (AP)	16.7	20.0	20.3	19.5
Gas Natural	134.6	198.0	225.7	244.7
GLP	0.6	0.7	0.7	0.6
Gas Oil	1.5	1.5	1.3	1.0
Fuel Oil	20.1	16.3	11.1	4.9
Carbón Residual	12.8	16.0	16.7	16.5
No Energético	10.7	11.8	11.2	9.9
Gas de Coquería	4.9	5.0	4.5	3.6
Gas de Alto Horno	5.6	4.9	3.8	2.3
Coque de Carbón	0.2	1.0	1.5	2.0
Total	304.4	404.1	436.4	449.5

En cuanto a las actividades no energointensivas, los resultados son los siguientes.

CAPITULO III Segunda parte

Actividades No energointensivas. Escenario de base
Consumo de energía y tasas de crecimiento (10⁶ GJ y %)

	1997	2004	2008	2012	1997/ 2012
Energía	216.2	234.5	248.2	246.7	--
Tasas a.a.		1.2	1.4	-0.15	0.1

En el período 1997/2012 aumentan su participación el Gas Natural, disminuyendo levemente el resto de las fuentes.

El crecimiento del consumo energético es inferior en este grupo (NEI) de actividades que en el EI, lo que debe atribuirse en parte a un crecimiento menor de la variable explicativa (VAI) para las actividades NEI.

Industrias no energointensivas
Evolución del consumo de energía por fuente

Fuente	1997	2004	2008	2012
Otras Primarias	36.4	39.2	41.3	41.0
Electricidad (SP)	42.0	50.2	56.0	58.5
Gas Natural	118.9	130.1	138.3	138.2
GLP	0.5	0.5	0.5	0.5
Gas Oil	1.2	1.2	1.3	1.2
Fuel Oil	6.6	6.9	7.1	6.9
Carbón Residual	10.4	6.1	3.4	0.3
Coque de Carbón	0.2	0.2	0.2	0.3
Total	216.2	234.5	248.2	246.73

1.2.7. Sector No Energético

El Sector No Energético tiene una participación similar a los sectores Comercial y Público y Agropecuario en el Balance Energético Argentino, mostrando una tasa de crecimiento anual acumulativa muy baja –menos del 1%– en el período 1980-1997. Sin embargo presenta una tasa muy importante desde 1990, después de haber alcanzado un nivel muy bajo en aquel año.

En cuanto a la estructura por fuente, el consumo se encuentra extremadamente concentrado en Productos no energéticos, gasolina y GLP que, en conjunto, representan más del 90% del consumo. El GLP es la fuente más dinámica, ya que ha incrementado sistemáticamente su participación (9% en 1980, 16,3% en 1997) en desmedro del resto de las fuentes. Las fuentes restantes que se utilizan en el sector son: gas distribuido y gas de refinería –entre ambas nunca han superado el 10% (7% en 1997).

Se trata de un sector que, en general, se considera como Resto. La proyección se hizo en forma tendencial, con cierta autonomía, y utilizando como tasa de referencia el crecimiento esperado de la Industria Petroquímica.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total y por fuente del sector, alcanza los valores consignados que se pueden observar en el siguiente cuadro:

Consumo Sector No Energético
Valores en Millones de Gigajoules

	1997	2004	2008	2012
Gas Natural	7.95	9.52	10.55	11.69
GLP	21.89	26.20	29.04	32.17
Gasolina	40.60	48.60	53.85	59.67
No Energ.	62.79	74.13	81.51	89.62
Gas de Ref.	1.42	1.70	1.89	2.09
Total	134.66	160.15	176.83	195.24

Los valores consignados en el cuadro anterior indican una tasa de crecimiento a.a. del 2,5% para el consumo total, en el período 1997-2012.

La estructura por fuente se modifica levemente, reflejando la tendencia histórica. Crece la participación del Gas Natural, Gasolinas y Gas Licuado y disminuye la participación de los No Energéticos.

1.2.8. Sector Consumo Propio

La evolución del Consumo Propio esta directamente vinculada al nivel de actividad del sistema de abastecimiento y al rol que juegan las diferentes fuentes.

El cuanto a su magnitud absoluta el Sector Consumo Propio es el cuarto en orden de importancia, precedido por Transporte, Industria y Residencial, pero, prácticamente, duplica los consumos anuales de sectores tales como Comercio y Público y Agropecuario.

En cuanto a la estructura por fuente, el consumo se encuentra extremadamente concentrado en gas natural, gas de refinería y fuel oil, en orden de importancia siguen la electricidad y el diesel oil. El gas natural es la fuente de mayor dinamismo, ya que ha incrementado sistemáticamente su participación alcanzando más del 75% en 1997.

Se trata de un sector cuya demanda es netamente “derivada” del nivel de actividad del abastecimiento, es decir de la demanda final de energía. La proyección se hizo relacionando el consumo propio de cada fuente con la demanda de la propia fuente, con excepción de la electricidad, consumida básicamente por el sector de hidrocarburos. En consecuencia, el nivel de consumo propio de electricidad depende del nivel de actividad de la industria del petróleo.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la demanda final de energía, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente, alcanza los valores consignados en el cuadro siguiente.

Consumo Propio
Valores en Millones de Gigajoules y Estructura porcentual

	1997	2004	2008	2012
EE (SP)	8.1	10.0	11.2	12.6
EE(AP)	1.2	1.5	1.7	1.9
Gas Natural	182.0	257.8	314.6	383.8
Gas de Ref.	14.5	17.6	19.2	21.1
Gasolina	1.2	1.4	1.6	1.7
Kerosene	1.4	1.6	1.8	1.9
Diesel Oil	3.6	4.2	4.6	5.1
Fuel Oil	28.4	33.3	36.5	39.9
Carbón Res.	0.5	0.5	0.6	0.7
Total	241.3	327.9	391.7	468.64

Los valores consignados en el cuadro anterior indican una tasa de crecimiento a.a. del 4.5% para el consumo total, en el período 1997-2012.

1.2.9. Los resultados agregados

Como resultado de los análisis realizados para cada uno de los sectores y las hipótesis generales asumidas para el escenario socioeconómico, se obtienen la demanda final total para los años de corte definidos: 2004, 2008 y 2012.

CAPITULO III Segunda parte

Consumo total. Valores en GJ y %

FUENTES	1997	1997	2004	2004	2008	2008	2012	2012
Biomasa y O/Prim.	97.49	4.8	123.51	4.8	135.9	4.8	142.26	4.8
Carbones	24.12	1.2	24.60	1.0	23.6	0.8	21.32	0.7
Deriv. de Petróleo	755.63	37.0	974.34	37.6	1021.7	36.1	1023.85	34.3
Electricidad	239.62	11.7	293.59	11.3	327.2	11.5	346.34	11.6
Gas Distribuido	760.94	37.3	1000.48	38.4	1136.9	40.1	1260.12	42.2
GLP	63.60	3.1	66.11	2.5	66.7	2.4	64.07	2.2
Otros Gases	26.89	1.3	29.20	1.1	29.4	1.0	29.15	1.0
No Energético	73.51	3.6	85.89	3.3	92.7	3.3	99.55	3.3
TOTAL	2041.80	100.0	2602.72	100.0	2833.9	100.0	2986.66	100.0

Los datos correspondientes a los consumos totales y por fuente se detallan en el cuadro anterior, sobre cuyos contenidos pueden hacerse las siguientes observaciones:

- La tasa de crecimiento anual acumulativa entre extremos (1997/2012) alcanza al 2,6%.
- Las tasas por períodos son:

1997/2004	2004/2008	2008/2012
3.5% a.a.	2.2% a.a.	1.3% a.a.

- La productividad energética, medida sobre el consumo total (Consumo Final/PBI) evoluciona tomando los siguientes valores (índice 1997=100):

1997	2004	2008	2012
100.0	101.6	102.1	104.6

Es decir que muestra un incremento del 4.6%, para el 2012 en relación con los valores de 1997.

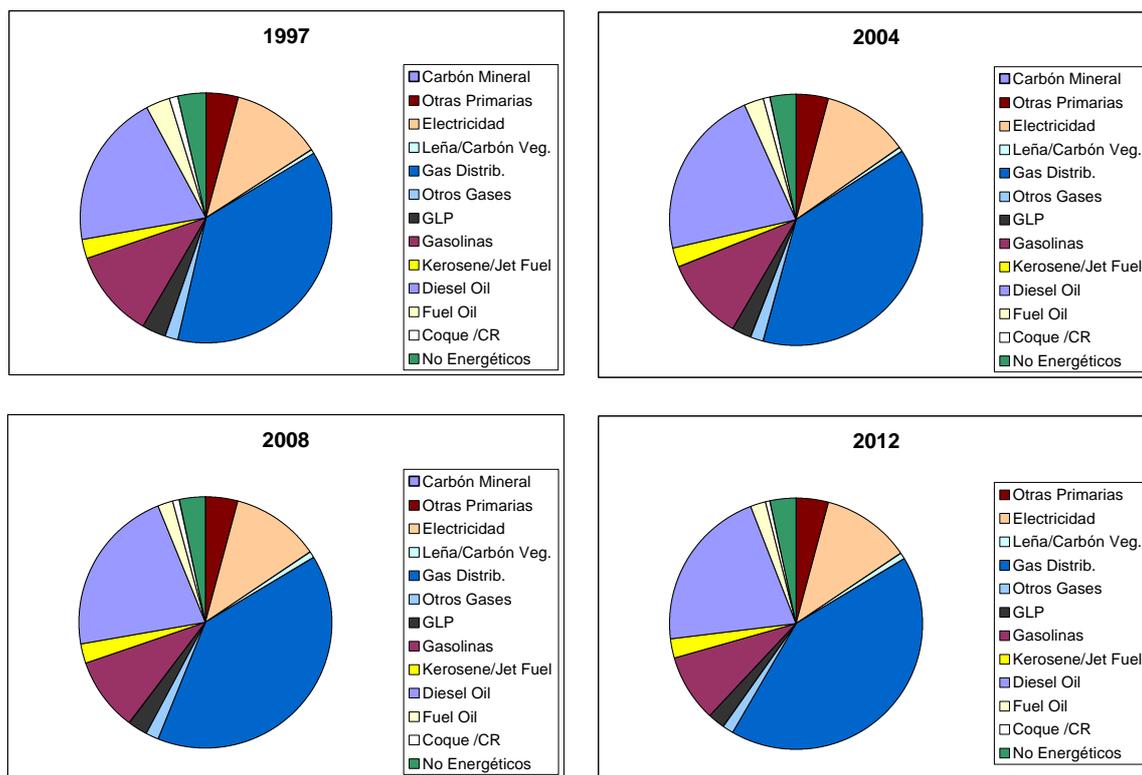
- El consumo final total se incrementa en los siguientes porcentajes con respecto a los valores del año base:

1997	2004	2008	2012
Base	+27.5%	+38.8%	+46.3%

En cuanto a los análisis por fuente, merecen destacarse los siguientes aspectos:

- El avance de Gas Distribuido que se mantiene como la fuente de mayor importancia, la pérdida de peso de los Derivados de Petróleo, GLP y Otros Gases y el mantenimiento porcentual de la Electricidad.
- Se conforma en 2012 una estructura del consumo final “menos emisora”, dada la disminución de participación de las fuentes de mayor emisión específica.

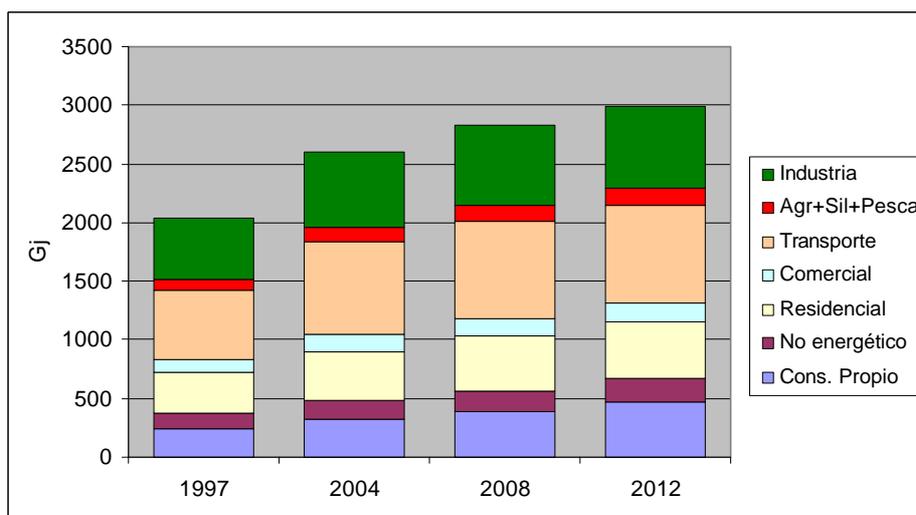
Gráfico N° III.7
Estructura por fuente del consumo final



En cuanto a la participación de los diferentes sectores, es necesario destacar que:

- El sector más dinámico es la Industria Energo Intensiva y el Consumo Propio.
- Los No Energéticos mantienen su participación, mientras que el resto de los sectores disminuyen levemente su importancia.
- El sector Transporte disminuye muy levemente su participación, con un porcentaje por encima del 28% continua siendo en sector de mayor consumo final.

Gráfico N° III.8
Consumo final por sector



1.3. El Abastecimiento Energético

Se presentan aquí las características que asumiría el abastecimiento de energía en el país en caso de darse el contexto definido en la Sección 1 y el comportamiento del consumo final detallado en la Sección 2. Para facilitar la interpretación de los resultados, en los párrafos siguientes se analiza la evolución de cada una de las industrias energéticas por separado y, finalmente, se realizan algunos comentarios sobre el uso de fuentes primarias de energía y la eficiencia global del sistema.

1.3.1. La industria eléctrica

Tal como se ha visto en la Sección anterior se espera que los consumos domésticos de electricidad crezcan en forma sostenida, el equivalente a una tasa del 2,5% anual acumulativo, hasta el año 2012. Desde el punto de vista de la generación local, a esta dinámica del consumo doméstico se superpondrían los intercambios del comercio exterior de electricidad que se incorporaron en el punto 1.

Requerimientos de Electricidad

		1997	2004	2008	2012
Consumo Final	PJ	239,62	293,59	327,15	346,34
Tasa Anual	Subperíodo (%)		2,9	2,7	1,4
	Acumulada (%)		2,9	2,9	2,5
Importaciones	PJ	19,67	22,80	24,27	36,53
Exportaciones	PJ	3,30	53,96	78,78	94,61
Saldo Neto	PJ	-16,37	31,16	54,51	58,08
Requerimiento Total	PJ	223,25	324,75	381,66	404,42
Tasa Anual	Subperíodo (%)		5,5	4,1	1,5
	Acumulada (%)			5,0	4,0

Las importaciones de electricidad consignadas en el Cuadro corresponden a la parte de la generación de una central hidroeléctrica binacional (compartida con Paraguay), destinada al mercado argentino por encima del 50% que le corresponde a Argentina y las importaciones eventuales de Brasil y Uruguay. Las exportaciones, por su parte, responden a las hipótesis asumidas en punto 1, que reflejan las estimaciones realizadas por la Secretaría de Energía. Como puede apreciarse, el dinamismo de los generadores incrementará la necesidad de expandir la oferta local a una tasa del 4% anual acumulativo hasta el año 2012.

Aproximadamente el 5 y 6,3% de estos requerimientos serían satisfechos con autoproducción en el sector industrial y minero. Estos valores significarían una leve pérdida de participación de la autoproducción respecto de la registrada

en el año base (8%), ya que el contexto supuesto para el desenvolvimiento del servicio público de electricidad (abundancia de oferta y precios competitivos) desalentaría la autoproducción y la restringiría a lo estrictamente justificable en términos del uso de residuos combustibles o actividades demasiado alejadas de las redes.

La autoproducción fue analizada conjuntamente con la demanda final, a fin de asociar su crecimiento a la evolución de los sectores productivos donde se realiza, así como también reflejar adecuadamente el tipo de combustible a quemar. De acuerdo con los resultados obtenidos, los combustibles insumidos en la autoproducción disminuyen a un ritmo equivalente a una tasa anual acumulativa cercana al $-0,9\%$ a lo largo de todo el período analizado, como consecuencia de los bajos niveles de generación y la mejora de eficiencia prevista. Los combustibles fósiles mantendrían una participación cercana al 90%, si bien se intensificaría el uso de Renovables y Biomasa pasando del 7,7% en el año base al 9,3% en el año 2012.

La producción de energía eléctrica en las centrales del servicio público, por su parte, acompañará el crecimiento de la demanda eléctrica pero a un ritmo atemperado en el futuro gracias a la reducción supuesta en las pérdidas de transporte y distribución. Así, mientras los requerimientos se incrementarían en un 81% entre 1997 y el año 2012, la generación eléctrica sólo debería aumentar un 75% en el mismo período.

A pesar de este incremento de eficiencia en la industria eléctrica, que seguramente será encarada por las empresas distribuidoras, la dinámica de los generadores eléctricos supondría incorporar hasta el año 2004, 5953 MW a la capacidad instalada en 1997, incluyendo 4086 MW en centrales térmicas convencionales y 1867 MW en centrales hidroeléctricas.

A partir de ese año se supuso que la dinámica de expansión se mantendrá ajustada a la evolución de la demanda eléctrica. Esta hipótesis se basa en que las nuevas inversiones se definirán teniendo en cuenta que las nuevas centrales deberían competir en el mercado con centrales de alta eficiencia y, por tanto, los inversores serán más cautelosos que durante el período de renovación del parque térmico existente.

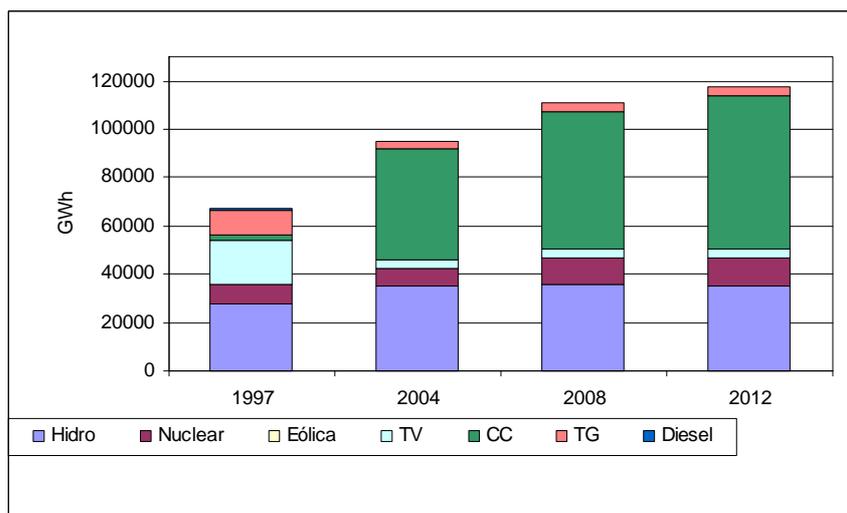
De este modo, entre el año 2004 y el 2012 deberían incorporarse al servicio casi 5000 MW para atender el crecimiento de la demanda y reemplazar equipamiento existente que habrá cumplido su vida útil.

La estrategia supuesta de los generadores eléctricos de privilegiar la instalación de ciclos combinados de alta eficiencia por sobre cualquier otra tecnología implicará un cambio importante en la estructura de generación del servicio público de electricidad.

Como puede observarse en el Gráfico N° III.9, el congelamiento de la oferta hidroeléctrica y nuclear después del año 2007 limita sensiblemente sus participaciones en la generación total, que de un 54% en el año base pasarían a ser de sólo el 40% en el año horizonte.

De esta forma, las centrales térmicas convencionales serían las responsables del abastecimiento de la demanda adicional, aumentando su participación en la generación total a un ritmo especialmente acentuado, hasta alcanzar al final del período el 60% frente a un 46% en el año base. Las centrales de ciclo combinado, por su parte, aportarían el 89% de la generación total proveniente de las centrales térmicas convencionales en el año 2012, cuando en 1997 aportaban solo el 3,8%.

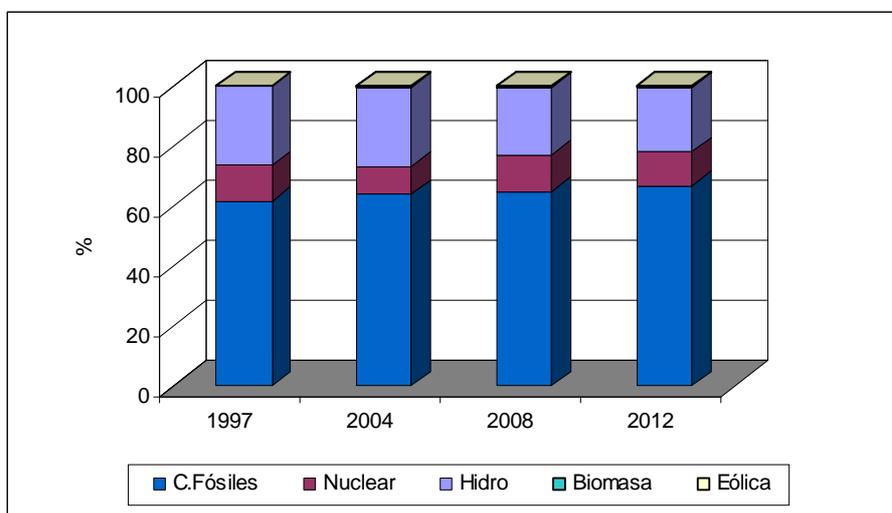
Gráfico N° III.9
Generación por tipo de central



Cabe aclarar que los porcentajes calculados en el Gráfico N° III.9 corresponden a la generación considerada “local”. Esto es, tomando el 50% de la generación de la central hidroeléctrica Yacypretá como propia y el otro 50 como importación de electricidad.

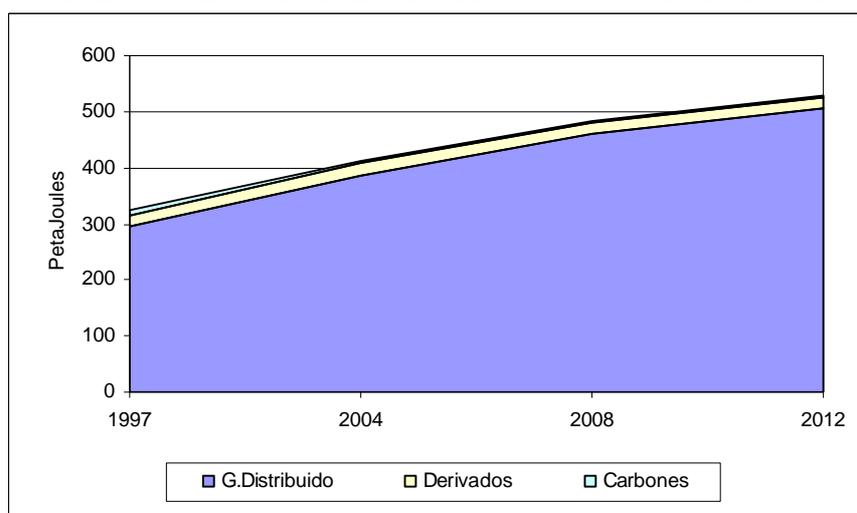
Estos cambios en la estructura de generación incidirán sobre la magnitud y tipo de fuentes energéticas insumidas en las centrales eléctricas. En lo que a estructura se refiere y tal como puede observarse en el Gráfico N° III.10, a partir del año 2004 los combustibles fósiles crecerán en importancia hasta alcanzar el 67% del insumo total en las centrales eléctricas en el año 2012.

Gráfico N° III.10
Estructura de insumos en centrales eléctricas



Entre los combustibles fósiles, el gas natural tendrá un rol cada vez más determinante, representando el 96% del total de combustibles fósiles quemados en centrales eléctricas del servicio público en el año 2012, como se desprende del Gráfico N° III.11 La expansión prevista en el uso del gas, equivalente a una tasa anual acumulativa del 3,7% durante el período 1997-2012, tendrá un importante impacto sobre la industria del gas.

Gráfico N° III.11
Consumo de combustibles fósiles en centrales eléctricas del Servicio Público



La evolución del consumo de derivados de petróleo, por su parte, estará altamente condicionada a la disponibilidad de gas. En tanto la producción de gas se expanda al ritmo requerido, las centrales eléctricas quemarán muy pocos combustibles líquidos (alrededor del 4,4% del total de combustibles fósiles).

El incremento futuro de la demanda de gas en centrales, por importante que parezca, ha sido atemperado, sin embargo, por el aumento supuesto en la eficiencia de las centrales térmicas. En efecto, la incorporación de ciclos combinados de última generación permitirá incrementar el rendimiento promedio de las centrales térmicas convencionales del 33,5% en 1997 al 48,1% en el año 2012. De no haberse supuesto este notable crecimiento en la eficiencia térmica, el consumo de combustibles fósiles hubiera sido un 43,5% superior al esperado.

Tal como se verá enseguida, esta hipótesis tendría dos tipos de efectos. En primer lugar, ayuda a viabilizar un desarrollo del sistema energético basado en el uso intensivo del gas, reduciendo la presión sobre las reservas de gas natural. En segundo lugar, permite atemperar el crecimiento de las emisiones de GEI, que de otra forma acentuarían las consecuencias de un crecimiento sostenido de los consumos energéticos en el país.

1.3.2. La Industria del Gas

De acuerdo con las previsiones realizadas, cuyos resultados se muestran en el Cuadro siguiente, la demanda interna del gas crecería en el Escenario Base a un ritmo equivalente a una tasa anual acumulativa cercana al 5% en los próximos 25 años, con una expansión aún más acelerada después del año 2005.

Demanda de Gas

		1997	2004	2008	2012
Res/Comercial	PJ	273,52	340,49	377,78	407,61
Industrial		253,55	328,04	363,99	382,85
Transporte		43,92	64,62	69,98	74,18
C.Eléctricas		336,80	432,15	504,98	545,69
Total Demanda Interna		907,79	1156,30	1316,73	1410,33
Tasa Anual	Subperíodo (%)		3,9	3,5	2,4
	Acumulada (%)			3,7	3,4
Saldo Comercio Exterior	PJ	-33,45	244,64	628,68	628,68

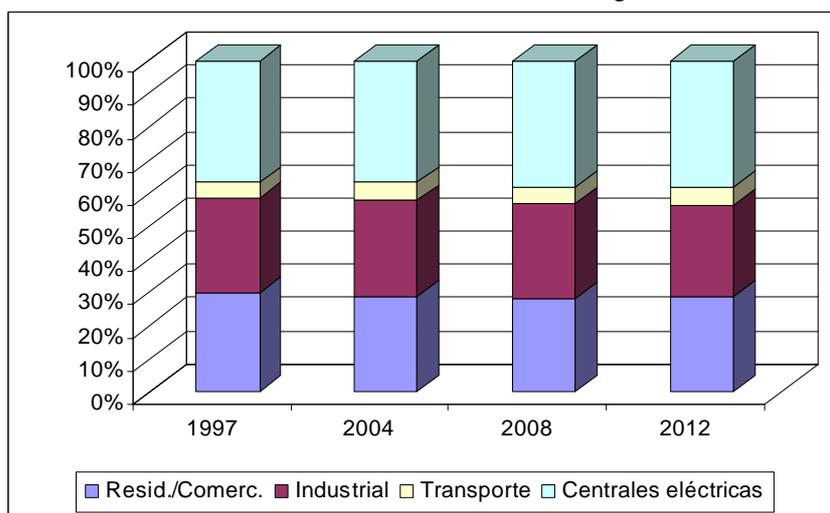
En la presentación de la demanda se ha tratado de reflejar las categorías que normalmente utilizan las empresas distribuidoras de gas. Así, el consumo total incluye tanto los consumos energéticos como el gas utilizado con fines no-energéticos en la industria. La única excepción la constituyen las centrales eléctricas, donde los consumos incluyen el gas quemado en centrales de autoproducción, que normalmente las empresas lo consignan dentro de los consumos industriales.

Los saldos del comercio exterior consignados en el Cuadro corresponden a los requerimientos que deben ser abastecidos por encima de la demanda interna. Esto es, exportaciones menos importaciones. Como puede observarse, las exportaciones representarían alrededor del 17% de la demanda interna de gas hasta el año 2004. Con posterioridad a ese año, el fuerte aumento de las exportaciones, aumenta la importancia de las exportaciones a más

del 35% de la demanda interna. Considerando los requerimientos totales, internos y externos, la demanda tendría un crecimiento equivalente a una tasa anual acumulativa del 5,7% hasta el año 2012.

Dado que la expansión de la demanda interna no sería uniforme en todos los sectores de consumo, se producirían cambios estructurales en la composición sectorial, tal como se aprecia en el Gráfico N° III.12. En el año base, la demanda interna de gas implicaba, aproximadamente, un tercio para la industria y los sectores Residencial, Comercial y Público, en tanto el consumo de las centrales eléctricas representó el 37%, por su parte el gas natural comprimido (GNC) en el transporte sólo representaba el 5% de la demanda total.

Gráfico N° III.12.
Estructura sectorial de la demanda interna de gas natural



La estrategia de los generadores eléctricos modificará esta estructura hacia el final del período analizado, ya que las centrales pasarán a representar casi el 39% de la demanda interna total de gas. Este hecho, junto a cierta penetración supuesta para el GNC en el transporte, reducirán la participación de los consumos residenciales y comerciales al 28% y el sector industrial al 27%.

Sobre la base de los requerimientos esperados de gas, se estimó la evolución de la producción bruta nacional de gas natural teniendo en cuenta:

- las pérdidas de transporte y distribución,
- el consumo propio de la industria del gas,
- la extracción de hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural, y
- el gas aventado en yacimientos.

Tal como se aclarara en el planteo del Escenario de Base, los cambios más importantes se esperan en el venteo de gas. Se espera reducir el porcentaje de gas aventado respecto de la producción del 5,8% en 1997 al 3,5% en el 2012.

Si bien este estudio está centrado en la estimación del uso futuro de energía y tiene como objetivo analizar los cambios que en él produciría la implementación de medidas y/o acciones de mitigación, se trató de reflejar las consecuencias de la expansión esperada de la producción de gas sobre las reservas. Para ello fue necesario hacer una estimación sobre la magnitud que podrían asumir los descubrimientos futuros de gas en el país.

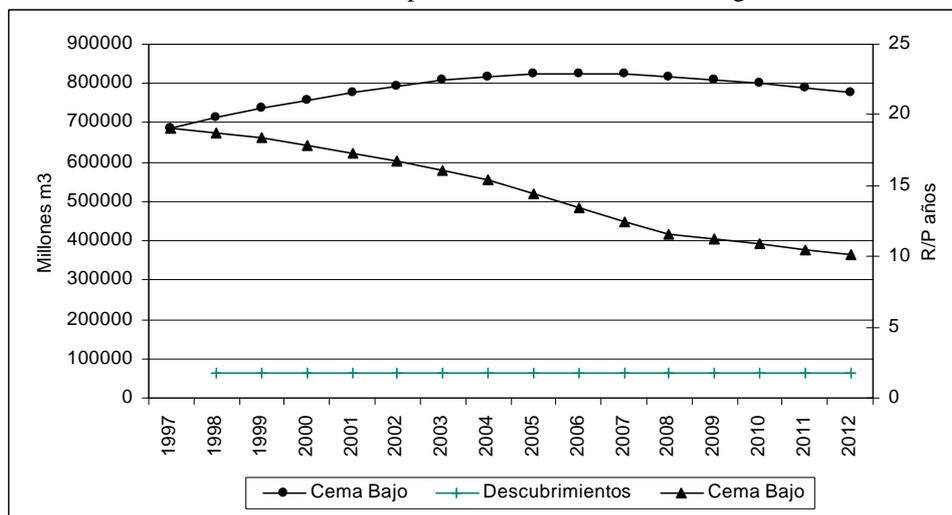
Dado que se trata de un Escenario que supone un gran interés de los productores de gas por expandir sus mercados, se asumió que, concomitantemente, realizarán un esfuerzo importante de inversión por garantizar la sustentabilidad de su estrategia a través de la exploración intensiva del territorio nacional, incluyendo la plataforma continental e incorporando las cuencas sedimentarias actualmente no exploradas.

Se supuso que la incorporación de nuevas herramientas en los estudios sismográficos, junto con los mayores esfuerzos exploratorios, permitirán incrementar en un 40% el volumen de los descubrimientos de nuevas reservas registrado en los últimos años en el país. De esta forma, se estimó que entre 1997 y el año 2012 se descubrirían en

promedio 63853 millones de m³ de gas al año. Cabe aclarar que este ritmo de incorporación de reservas de gas puede catalogarse de optimista⁽¹⁵⁾.

A partir de estas hipótesis, se calculó la relación Reservas/Producción como indicador del horizonte temporal de la actividad bajo las condiciones vigentes cada año, que se muestra en el Gráfico N° III.13.

Gráfico N° III.13
Relación reservas/producción en la industria del gas



Como puede observarse, la relación Reservas/Producción desciende gradualmente con el incremento de la producción, hasta alcanzar valores levemente superiores a los 10 años en 2012. Las empresas petroleras argentinas han declarado en varias oportunidades que el sostenimiento de altos niveles de la relación Reservas/Producción significa el mantenimiento de un capital ocioso con alto costo financiero.

La tendencia en la evolución de este indicador pone un signo de interrogación al sostenimiento de las exportaciones en horizontes más lejanos. La conformación de un mercado regional de gas, incluyendo las reservas de Bolivia y, eventualmente, Perú podría viabilizar más una estrategia de uso intensivo de esta fuente, pero dependería de que el desarrollo del mercado brasileño fuera moderado.

La alternativa de incrementar los esfuerzos exploratorios y esperar mayores descubrimientos de reservas que las supuestas en este estudio, pareciera ser una alternativa poco probable. La evolución de las Reservas mostrada en el Gráfico N° III.14 significa incorporar a lo largo del período 957,8 miles de millones de m³ a las reservas comprobadas en 1997. Por lo tanto, el recurso gasífero argentino debería ser de por lo menos 2000 miles de millones de m³.

Un tema que, seguramente, requerirá un análisis más profundo es la evolución de las reservas en cada una de las cuencas productivas, los volúmenes de producción y la adecuación del sistema de transporte, que por sus características escapa a los alcances de este proyecto.

La posibilidad, entonces, de consolidar en el futuro una estrategia de abastecimiento energético que gire alrededor del uso intensivo del gas dependerá del esfuerzo realizado en la exploración de las cuencas sedimentarias dentro del territorio nacional y del éxito alcanzado en esta tarea.

1.3.3. La industria petrolera

En el cuadro siguiente se ha volcado la evolución esperada del consumo total de derivados del petróleo en el país, incluyendo tanto el consumo previsto en los sectores de consumo final como su utilización en centros de transformación, con independencia de que el uso al cual se destinen sea energético o no. En el Cuadro se incluyen, también, las tasas anuales promedio de crecimiento en cada subperíodo, así como las correspondientes al período acumulado desde el año base.

(15) La Secretaría de Energía en su estudio de Prospectiva 1997, donde supone que los descubrimientos anuales de gas bajarán en el futuro de los 50000 millones de m³ actuales hasta estabilizarse alrededor de los 40000 millones de m³.

A los efectos de la presentación de los valores, los derivados del petróleo fueron categorizados en: livianos (GLP, Kerosene, Gasolina y Gas de Refinería); intermedios (diesel oil); pesados (fuel oil y Carbón Residual); y productos no energéticos.

Como puede apreciarse, se espera que en el Escenario de Base el consumo de derivados crezca a un ritmo equivalente al 1.9% anual acumulativo en el período 1997-2012.

Consumo de Derivados del Petróleo

		1997	2004	2008	2012
Livianos	PJ	366,11	428,47	430,56	418,55
Intermedios		408,98	573,68	618,37	635,31
Pesados		84,23	85,15	81,21	74,67
No energéticos		62,79	74,13	81,51	89,62
Consumo Total		922,11	1161,43	1211,65	1218,15
Tasa Anual	Subperíodo (%)		3,3	1,1	0,1
	Acumulada (%)			2,5	1,9

Sin embargo, el ritmo de expansión de los consumos de derivados en el país no sería uniforme a lo largo de todo el período, sino que se iría desacelerando hasta un modesto 0,1% en el último período.

En 1997 la estructura de producción de las refinerías estaba adaptada para la obtención de una mayor proporción de derivados livianos, frente a los intermedios y pesados. Los cambios previstos en la estructura de la demanda de derivados obligaría a modificar la estructura de refinación, incorporando plantas de hidrocraqueo catalítico a fin de incrementar la producción de diesel oil mediante la conversión de fuel oil.

A pesar de estas modificaciones en la estructura de refinación, se prevé que existan a lo largo de todo el período saldos exportables de derivados livianos y pesados. En el caso de los derivados livianos, la participación de las gasolinas en estos saldos exportables sería creciente. Una evolución similar tendrían los saldos exportables de derivados pesados, básicamente fuel oil.

La reconversión supuesta del down-stream de la industria petrolera permitiría autoabastecer la demanda de diesel oil hasta el año 2004. Con posterioridad a esa fecha sería necesario complementar la producción nacional con importaciones, aunque marginales.

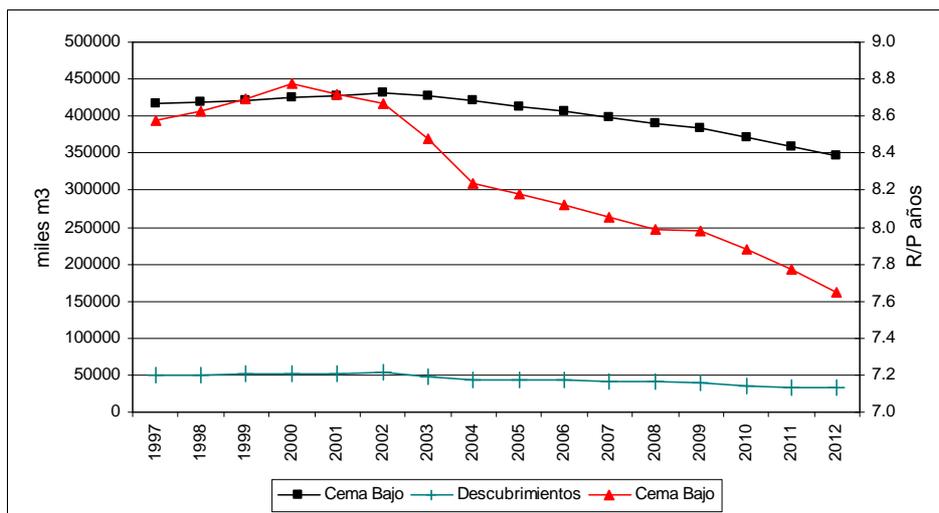
En cuanto a la capacidad instalada en refinación, en 2004 se requeriría la instalación de otra destilería con una capacidad de 6700 m³/día operativo, mientras que en 2008 la capacidad instalada adicional sería de 15400 m³/día operativo. Hacia el final del período de análisis, 2012, se debería contar con una destilería adicional de 18700 m³/día operativo.

A fines de 1998 las reservas eran de 438 millones de m³⁽¹⁶⁾, correspondientes a un volumen in situ de 2283 millones de m³, vale decir que el porcentaje de recuperación era de sólo el 19%. Suponiendo que la incorporación de nuevas técnicas en la explotación petrolífera permitiera elevar el porcentaje de recuperación al 30%, las reservas actuales podrían incrementarse en 274 millones de m³, aún cuando no se descubrieran nuevos yacimientos.

Dado que se ha supuesto que las empresas petroleras argentinas privilegiarán sus inversiones en el exterior, en el contexto de su estrategia por internacionalizar sus actividades, se estimó que el ritmo de incorporación de nuevas reservas petroleras en el país alcanzaría los 44,4 millones de m³ anuales, un 15% por encima de los promedios históricos. Estos valores significarían la incorporación en total de 711 millones de m³, provenientes de una mayor eficiencia en la explotación y del descubrimiento de nuevos yacimientos.

Gráfico N° III.14.
Relación reservas/producción en la industria del petróleo

(16) Secretaría de Energía – Informe de la Subsecretaría de Combustibles – Junio 1999.



Esta disponibilidad del recurso petrolífero en la Argentina, junto con la imposición de mantener una relación Reservas/Producción de alrededor de 8 años, limitaría las posibilidades de expansión de la producción de crudo nacional, a pesar de la gran dinámica que mostraron las empresas privadas en los últimos años. En función de estas consideraciones se estimó que la producción de crudo nacional evolucionaría de acuerdo a los siguientes datos:

Producción de petróleo	Millones de m ³
1997	48,6
2004	51,1
2008	48,9
2012	45,3

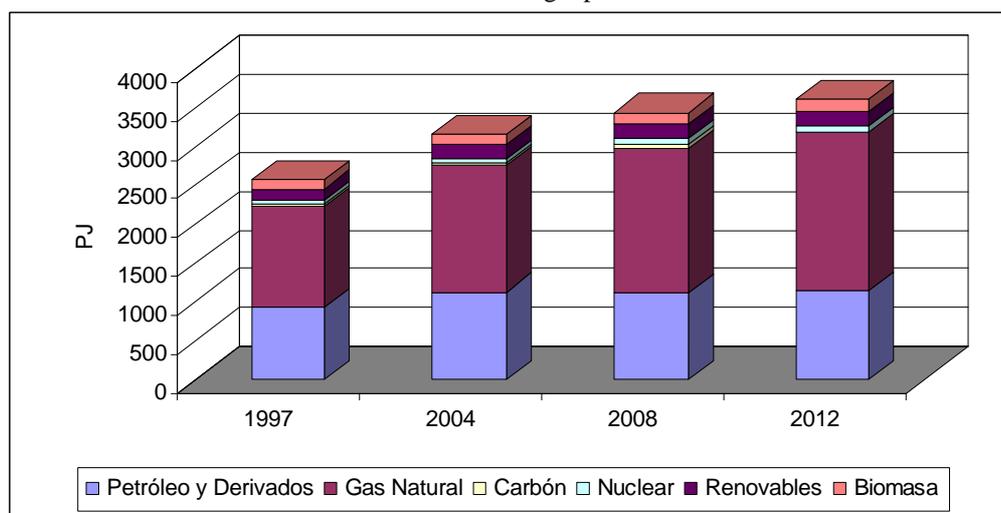
La producción total resultante sería de 779,85 millones de m³. Como consecuencia de estas estimaciones de producción, los saldos exportables serían decrecientes, tal como se indicara en el punto 1 de este informe.

1.3.4. Los consumos de energía primaria

El funcionamiento antes descrito del sistema energético supone un crecimiento del consumo de energía primaria hasta el 2012 a una tasa del 2,3% anual acumulativa, con un ritmo descendente después del año 2004 acompañando las tendencias que ya se habían observado en los consumos finales de energía.

La expectativa de un uso más intensivo del gas en todos los sectores, incluyendo la generación eléctrica, permitiría acentuar el proceso histórico de sustitución del petróleo y sus derivados, tal como se aprecia en el gráfico.

Gráfico N° III.15.
Consumo de energía primaria



En efecto, el gas natural aumentaría su participación en el consumo de fuentes primarias casi 7 puntos respecto del año base, alcanzando cerca del 57% en el año 2012. La mayor parte de este incremento se lograría a expensas de la sustitución del petróleo y derivados, que sería responsable de abastecer menos del 32% del consumo de energía primaria en el año horizonte, frente al 37% de 1997.

Sin embargo, el uso intensivo del gas en las centrales eléctricas afectaría también la participación de las fuentes renovables, del combustible nuclear y del carbón que, en conjunto, perderían casi 2 puntos. Dentro de la categoría de fuentes renovables se incluyeron la hidroelectricidad, en franca regresión en la generación eléctrica, y la energía eólica, con escasa penetración en la generación eléctrica en pequeños sistemas aislados.

El mayor consumidor de combustibles de la biomasa en la Argentina, como se vio, es la industria a través del aprovechamiento de residuos combustibles. La estabilidad en la participación de estas fuentes en los consumos de energía primaria refleja, entonces, que las actividades agroindustriales que usan biomasa tendrán una expansión similar a la del conjunto del sistema energético.

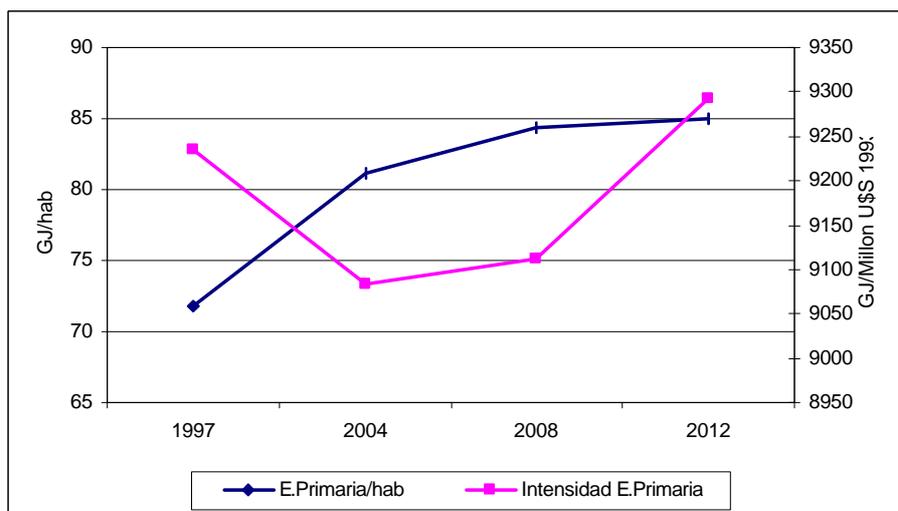
La regresión de las fuentes renovables y de la nuclear produciría un incremento en la participación total de los combustibles fósiles, pasando del 86,6% al 88,2% al final del período, si bien se usarían en mayor proporción combustibles “más limpios” en términos de emisiones de GEI como el gas natural.

Al margen de los cambios estructurales en la composición del consumo de energía primaria, un punto a destacar es el incremento que se produciría en la eficiencia del abastecimiento energético, entendiendo por tal a la relación entre el consumo final de energía en el país y el correspondiente consumo de fuentes primarias para abastecerlo.

Cabe esperar que la eficiencia se incremente en los próximos años, pasando del 79% de 1997 al 83% en el año 2012. Este incremento es la resultante de haber asumido una reducción de las pérdidas de transporte y distribución eléctrica, de la renovación del parque térmico convencional de generación eléctrica con centrales térmicas de alta eficiencia y de la disminución del venteo de gas en yacimientos.

A pesar de este aumento de la eficiencia, tanto en el consumo final como en el abastecimiento energético, se incrementaría levemente la intensidad de uso de fuentes primarias hacia el 2012, luego de mejorar en los años de corte intermedios, en términos de la cantidad de energía primaria consumida por unidad de PBI, tal como puede observarse en el Gráfico N° III.16.

Gráfico N° III.16.
Intensidad energética y consumo per capita



En el mismo gráfico se volcó la evolución esperada de los consumos de energía primaria per cápita, que tendrían una tendencia francamente creciente debido a la baja tasa de crecimiento demográfico de Argentina.

1.4. Las emisiones de GEI

De acuerdo con los resultados del Inventario de Emisiones de Gases con Efecto Invernadero (GEI), los gases que se contabilizan son: CO₂, CH₄, N₂O, NO_x y CO para todos los escenarios. Por su parte, en el caso de los gases directos se han realizado cálculos utilizando los factores de calentamiento para reducirlos a CO₂ equivalente⁽¹⁷⁾.

En el cuadro siguiente, se muestra la evolución de las emisiones de estos gases, resultante de las hipótesis del Escenario, donde se incluyeron también los valores determinados en el Inventario a fin de poder comparar la evolución reciente con las expectativas de largo plazo.

(17) A los efectos de la comparación de los volúmenes de los diferentes GEI se adoptaron los siguientes factores para el potencial de calentamiento:
CH₄: 21 (Fte: IPCC-1995)
N₂O: 310 (Fte: IPCC-1995)

CAPITULO III Segunda parte

Emisiones de GEI en el Escenario Base ⁽¹⁸⁾

Tipo Gas	Unidad	Inventario		Estudio de Mitigación			
		1990	1994	1997	2004	2008	2012
CO ₂	Gg	95197	111856	122363	154450	167710	175190
Tasa Anual	subperíodo		4.1%	3.0%	3.4%	2.1%	1.1%
	Acumulado 97				3.4%	2.9%	2.4%
CH ₄	Gg	482.1	594.9	716.19	682.36	736.53	779.30
Tasa Anual	Subperíodo		5.4%	6.4%	-0.7%	1.9%	1.4%
	Acumulado 97				-0.7%	0.3%	0.6%
N ₂ O	Gg	05400	0.5300	0.5100	0.5907	0.6407	0.6679
	subperíodo		-0.5%	-2.1%	2.1%	2.0%	1.0%
	Acumulado 97				2.1%	2.1%	1.8%
NOx	Gg	447.7	580.6	599.10	800.60	859.69	888.93
Tasa Anual	Subperíodo		6.7%	3.2%	4.2%	1.8%	0.8%
	Acumulado 95				4.2%	3.3%	2.7%
CO	Gg	2086.8	2522.3	2432.0	2330.13	2342.19	2263.49
Tasa Anual	Subperíodo		4.9%	-1.2%	-0.6%	0.1%	-0.9%
	Acumulado 95				-0.6%	-0.3%	-0.5%
COVDM		332.6	389.20	372.3	435.12	439.25	428.25
Tasa Anual	Subperíodo		3.3%	-3.1%	2.3%	0.2%	-0.6%
	Acumulado 95				2.3%	1.5%	0.9%

Como puede observarse en el cuadro, las emisiones más importantes en el sistema energético corresponden al dióxido de carbono siendo, además, el gas que presenta las mayores tasas de crecimiento de sus emisiones.

En los párrafos siguientes se analiza la evolución esperada de las emisiones de cada uno de los 4 gases analizados, profundizando el análisis de las emisiones de CO₂, dada su importancia relativa.

1.4.1. Las emisiones de CO₂

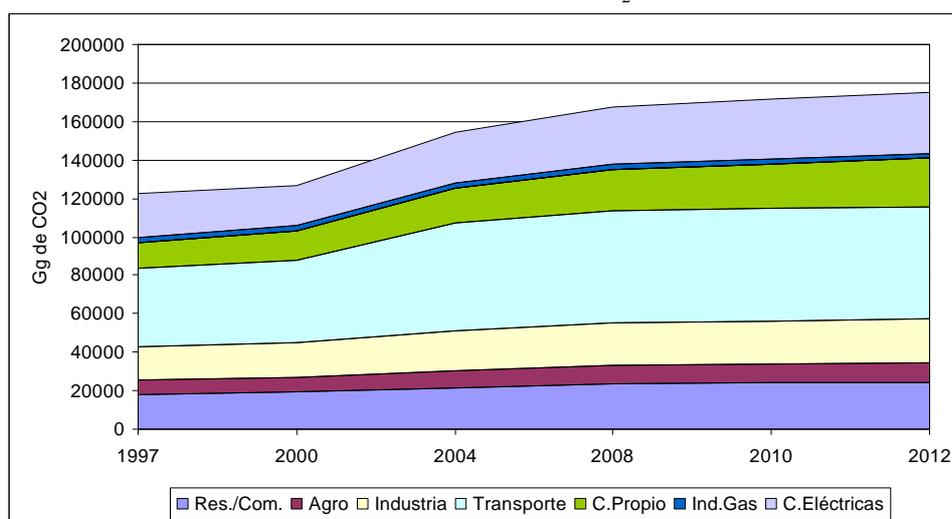
Evolución de las emisiones totales de CO₂

Cabe esperar que el crecimiento de las emisiones totales de CO₂ años sea menos acelerado que en esta década, debido en general al menor ritmo de crecimiento económico supuesto y a la mayor eficiencia en el uso y abastecimiento energético, tal como se detalló en las Secciones anteriores de este Capítulo. No obstante, el crecimiento promedio previsto del 2.4% anual acumulativo superaría al registrado desde 1970 que alcanzó el 1.5% anual acumulativo como se viera en capítulo de diagnóstico. De cualquier forma, debe tenerse presente que estos registros históricos incluyen largos ciclos recesivos de la economía argentina, en tanto las proyecciones realizadas prevén un crecimiento económico sostenido en los próximos 15 años.

Se observa que el crecimiento es mayor hasta el 2004 y que después de dicho año el aumento de las emisiones se desacelera dado el menor ritmo de crecimiento del consumo y la estrategia de abastecimiento energético, tal como se observa en el Gráfico N° III.17.

(18) Los datos incluidos en este cuadro para los años 1990 y 1994, han sido ajustados respecto de las cifras de los inventarios presentados originalmente, de acuerdo a los datos consignados en el informe: "Inventario de emisiones de Gases de Efecto Invernadero Sector Energía" – Julio 1999

Gráfico N° III.17.
Emisiones Totales de CO₂



Debe destacarse el incremento de participación del Consumo Propio, dada una mayor tasa de crecimiento asociada a cierto cambio en la estructura de abastecimiento por fuente. La industria el gas, por su parte, pierde relevancia al reducirse los venteos por menor crecimiento de actividad en la producción de petróleo, en tanto que la generación de electricidad mantiene una participación porcentual similar a la de año base, en una situación donde mayor eficiencia en la generación es compensada por una estructura por fuentes de mayor emisión.

En el caso de los sectores de consumo final, el transporte gana participación frente al resto, mantendrían un mayor ritmo de crecimiento y, en conjunto, llegarían a producir el 66% de las emisiones totales, frente al 68% en 1997.

A partir del año 2004, el incremento de la generación en centrales térmicas convencionales induciría un crecimiento promedio de las emisiones de CO₂ de las centrales eléctricas del 2,5% anual acumulativo (frente al 1,3% del período 1997-2004) hasta el año horizonte, a pesar de haber supuesto una mejora en la eficiencia térmica de estos equipos. De esta forma, el sector eléctrico sería responsable en el año horizonte de más del 18% de las emisiones totales y del 53% de las que se producen en actividades del abastecimiento energético.

En este contexto de las emisiones totales de CO₂ sólo los sectores residencial, comercial y público e Industria exhiben una menor dinámica de crecimiento de emisiones que el conjunto del sistema energético, reduciendo su participación en 1 punto, respectivamente, al 2012.

Por el contrario, en el caso de las actividades agropecuarias se mantendría la importancia de este sector en el volumen total de emisiones de CO₂. El incremento de emisiones en el transporte, por su parte, acompañaría al conjunto del sistema energético, manteniendo su participación en el orden del 33% de las emisiones totales.

Evolución de las emisiones específicas de CO₂

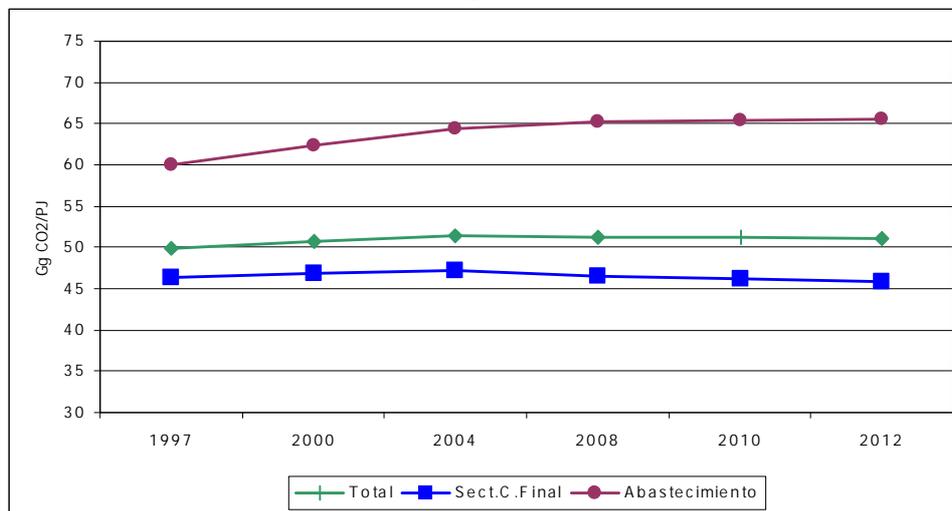
Siguiendo el mismo criterio utilizado en el análisis histórico de las emisiones de CO₂, se calcularon indicadores para medir la “eficiencia ambiental” de la energía empleada por el conjunto del sistema energético y por los diferentes sectores de consumo y/o actividades vinculadas al abastecimiento de energía.

A nivel del conjunto del sistema energético, se calculó la emisión total de CO₂ por unidad de energía ofertada, considerando la oferta bruta de energía no biogénica en el país ya que las emisiones asociadas a la quema de biomasa están excluidas de las emisiones contabilizadas en este análisis, cuyos resultados se muestran en el Gráfico21.

Por el lado del consumo, se agruparon tanto las emisiones como los consumos de energía previstos en los diferentes sectores socioeconómicos, excluidas las actividades de las industrias energéticas. También en este caso, y por los mismos motivos, se excluyeron los consumos de biomasa que sólo representan alrededor del 6% del consumo final. La evolución de este indicador aparece en el Gráfico21 identificada como “Sectores del Consumo Final”.

Las emisiones de las actividades vinculadas al abastecimiento energético, por su parte, se relacionaron con toda la energía ofertada que no es consumida por los restantes sectores socioeconómicos, en el entendimiento de que el manipuleo de esta energía, que se corresponde con las pérdidas totales del sistema (transporte, distribución, transformación y no aprovechado) y los consumos propios de las industrias energéticas, es el que ocasiona las emisiones de CO₂ en las actividades vinculadas al abastecimiento. La evolución de este indicador se muestra en el Gráfico N° III.18. bajo la denominación de “Abastecimiento”.

Gráfico N° III.18.
Emisiones específicas de CO₂



Como puede apreciarse en el gráfico, las emisiones específicas totales se mantendrían relativamente estabilizadas a lo largo de todo el período analizado, ya que el valor esperado en el año horizonte sería levemente superior al registrado en el año base. Esta estabilidad de las emisiones específicas totales en el largo plazo significa detener la tendencia histórica que mostró una caída muy importante.

De la comparación de las tres curvas surge con claridad que las mayores responsables de este comportamiento serán las actividades vinculadas al abastecimiento energético, cuyas emisiones específicas crecerían un 9,2% con respecto al año base. Por el contrario, las emisiones específicas de los sectores de consumo final mantendrían la tendencia histórica decreciente, aunque muy atenuada. En efecto, cabe esperar que en los próximos 13 años este indicador se reduzca en un 1,3%.

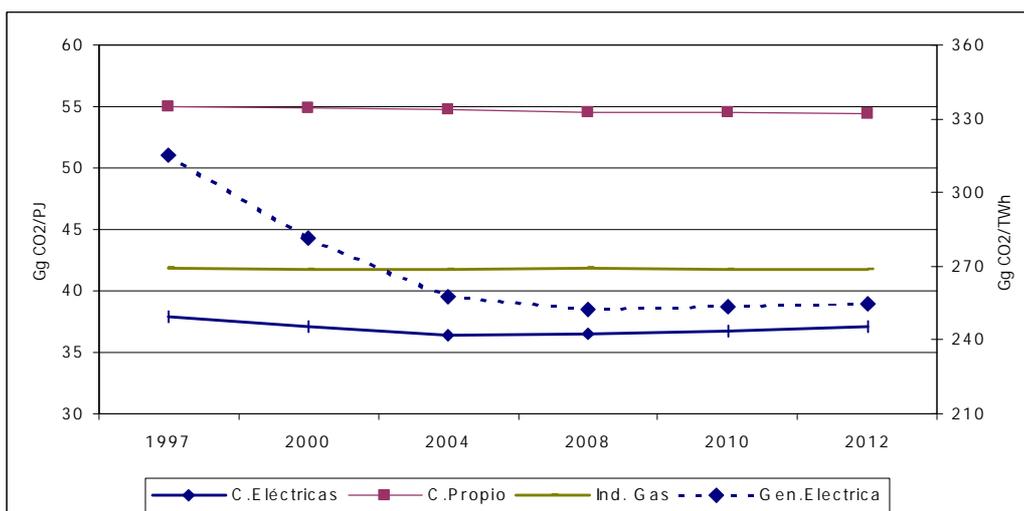
A fin de ayudar a la interpretación de estos resultados, se calcularon indicadores respecto de las emisiones de aquellas actividades del abastecimiento energético que tienen mayor responsabilidad en las emisiones de CO₂: las centrales eléctricas, el consumo propio de todas las industrias energéticas y las emisiones fugitivas de la industria del gas natural, cuya evolución esperada se muestra en el Gráfico22.

En el caso de las centrales eléctricas se calcularon 2 indicadores. El primer indicador, identificado en el gráfico bajo la denominación “Centrales Eléctricas”, representa la emisión de CO₂ por unidad de energía insumida en las centrales (Gg de CO₂/PJ). El otro indicador relaciona las emisiones en las centrales con su producción eléctrica (Gg de CO₂/TWh) y aparece referenciado como “Generación Eléctrica”.

El indicador correspondiente a la industria del gas corresponde exclusivamente a las emisiones fugitivas del gas, relacionadas con los volúmenes aventados de gas y las pérdidas de transporte y distribución. Las emisiones y los correspondientes consumos de energía realizados por esta industria para desarrollar las actividades vinculadas al abastecimiento de gas fueron considerados conjuntamente con el consumo propio de las restantes industrias energéticas.

La evolución de los indicadores calculados para las centrales eléctricas muestra claramente un cambio en la tendencia hacia el año 2004. Con anterioridad a esa fecha, la emisión específica de las centrales eléctricas mantendría cierta tendencia histórica decreciente para luego crecer hasta el año horizonte.

Gráfico N° III.19.
Emisiones específicas de CO₂ en el abastecimiento



Por su forma de cálculo, la variación de los indicadores de emisiones específicas de las centrales eléctricas refleja los cambios en el tipo de fuentes energéticas empleadas para la generación eléctrica. El crecimiento de las emisiones específicas se relaciona con la mayor participación de la generación térmica convencional (basada en Gas Natural).

Al analizar la eficiencia ambiental de las centrales eléctricas respecto de su nivel de actividad (TWh generados), se observa que la reducción que se produciría hasta el año 2004 alcanza al 20%. El ahorro refleja la estructura por fuente y la mejora que se produciría en la eficiencia térmica de las centrales que queman combustibles fósiles. En efecto, el consumo específico promedio de las centrales eléctricas se reduciría de los 1986 Kcal/kW/h en 1997 a 1689 Kcal/kW/h en el año 2004, alcanzando una eficiencia promedio del 51%. Cabe aclarar que estos valores están influenciados por el rendimiento del 73/75% supuesto para las centrales hidroeléctricas.

A partir del 2004 se espera que se incremente notablemente el uso del gas natural en centrales eléctricas, pero sustituyendo, además de a otros combustibles fósiles, a fuentes de emisión cero (hidráulica y combustible nuclear) que reducirían su participación durante este período. La consecuencia natural sería un incremento en los volúmenes emitidos por unidad de energía empleada en las centrales eléctricas, como puede observarse en el Gráfico N° III.19. De esta forma la emisión específica en el año horizonte mantendría los niveles actuales.

El incremento de las emisiones por TWh generado, en el mismo período, sería levemente inferior gracias a la persistente mejora de la eficiencia térmica. Precisamente este hecho es el que permite prever que las emisiones de CO₂ por kW/h generado en el país en el año horizonte serían un 19% inferiores a las actuales a pesar de la pérdida de participación de la generación hidroeléctrica y nuclear que se produciría en los próximos años.

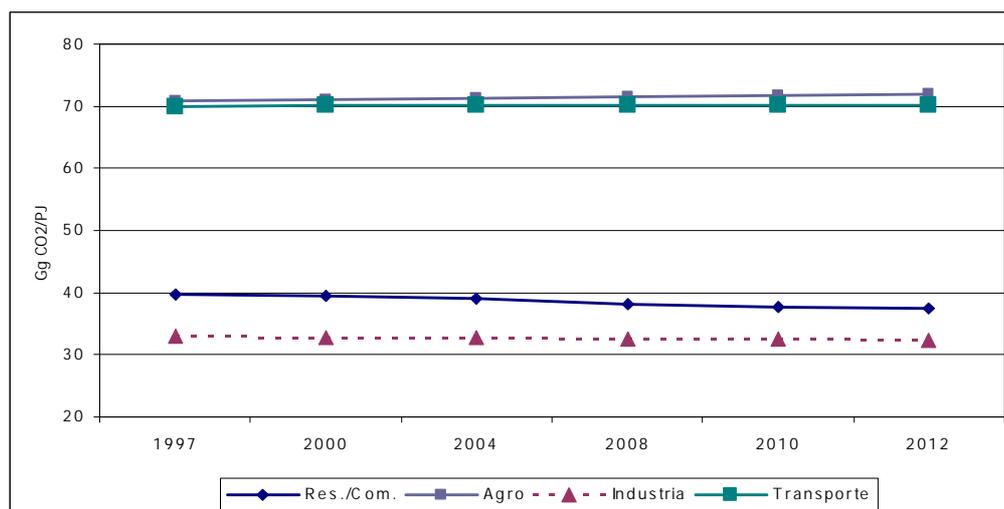
El crecimiento de las emisiones en las centrales eléctricas estará sumamente atemperado, respecto de lo que podría suponer adherir a una estrategia basada en la generación térmica convencional, por la adopción de tecnología de última generación, promovida por la competencia entre los generadores. Este tipo de decisiones, que en otros sistemas podrían considerarse como acciones de mitigación, se darían naturalmente dentro de la estrategia empresarial de los generadores eléctricos. De cualquier forma, no dejan de contribuir a la mitigación del cambio climático.

El volumen emitido de CO₂ por unidad de energía consumida por el conjunto de las industrias energéticas en calidad de consumo propio, tendría una tendencia levemente decreciente (1% al 2012).

La constancia de las emisiones fugitivas específicas de la industria del gas no tiene otro significado más allá de la exclusiva participación del gas natural y sólo refleja el factor de emisión de dicho combustible.

En los sectores de consumo final de energía deben remarcarse los beneficios, en términos de sus emisiones de CO₂, de la mayor penetración esperada del GNC sustituyendo a derivados líquidos del petróleo. A consecuencia de esta sustitución, la emisión específica de la industria se reduciría, acumulando una caída del 2% en el año horizonte tal como puede apreciarse en el Gráfico N° III.20.

Gráfico N° III.20.
Emisiones específicas de CO₂ en el consumo final



En el caso de los sectores residencial, comercial y público, pareciera que el proceso de sustitución por fuentes más limpias, en términos de sus emisiones de dióxido de carbono, mantendría en el futuro la tendencia histórica a la reducción de sus emisiones específicas. A lo largo de todo el período analizado cabe esperar una reducción del orden del 6% respecto de los registros actuales.

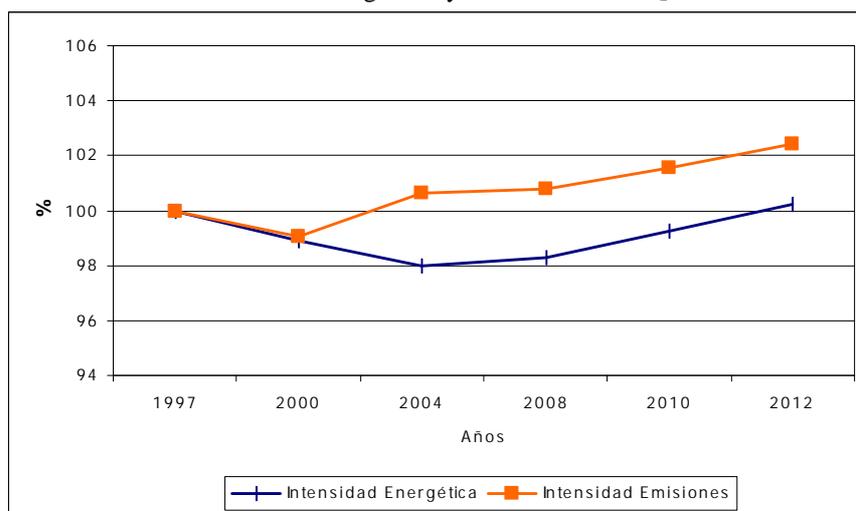
Por el contrario, en el transporte las emisiones específicas se mantendrían prácticamente constantes hasta el año horizonte, mientras que el sector agropecuario tendría una tendencia levemente creciente.

Los senderos energéticos y de emisión de CO₂

El sendero energético representa gráficamente las variaciones sufridas por la intensidad energética de la actividad económica interna (energía ofertada por unidad de PBI) en función de la evolución del sistema económico, medido por el PBI per cápita. Una curva similar se puede plantear para las emisiones de CO₂, el sendero de emisiones, que representa la evolución de las emisiones por unidad de PBI según los cambios producidos en el producto per cápita.

En el gráfico se muestran la intensidad energética y de emisiones de dióxido de carbono para la Argentina en el período 1997/2012, correspondientes a las hipótesis del escenario, tomando como índice 100 a las intensidades respectivas en 1995.

Gráfico N° III.21.
Senderos energéticos y de emisión de CO₂

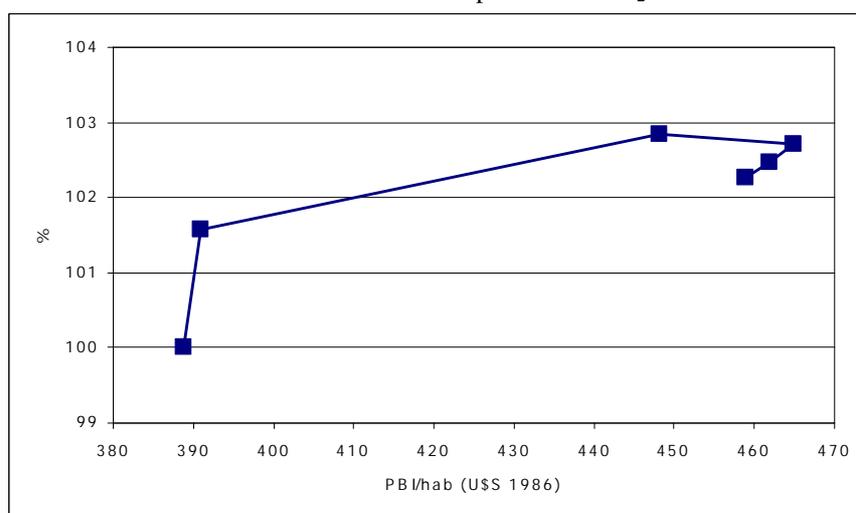


Como puede apreciarse en el gráfico, se espera que la intensidad energética se reduzca hasta el 2004 en un 2% como consecuencia de un aumento significativo del nivel de actividad y una consecuente mayor eficiencia en el consumo final y en el abastecimiento de energía en el país. La disminución de la tasa de crecimiento del PBI, conlleva, dada la inercia del sector y una actividad sectorial que es independiente del nivel de actividad general (exportaciones de energía, por ejemplo) a un incremento de la intensidad, alcanzando hacia el final del período de análisis valores similares a los del año base.

La intensidad de emisiones de dióxido de carbono mostraría un menor grado de eficiencia, debido fundamentalmente a la estrategia adoptada para el abastecimiento eléctrico, cuyo incremento de emisiones llega a compensar los ahorros producidos por la ganancia de eficiencia.

Este hecho queda claramente reflejado al analizar el sendero de las emisiones específicas, que se muestra en el gráfico. Como puede apreciarse, la evolución de las emisiones específicas mostraría una tendencia creciente hasta el 2004, para luego comenzar a decrecer levemente, ante el estancamiento del PBI/habitante (sobre todo a partir del año 2008). A pesar de ello y considerando los valores entre extremos, las emisiones específicas se incrementarían sólo un 2.2% respecto de los valores del año base.

Gráfico N° III.22.
Sendero de emisión específica de CO₂

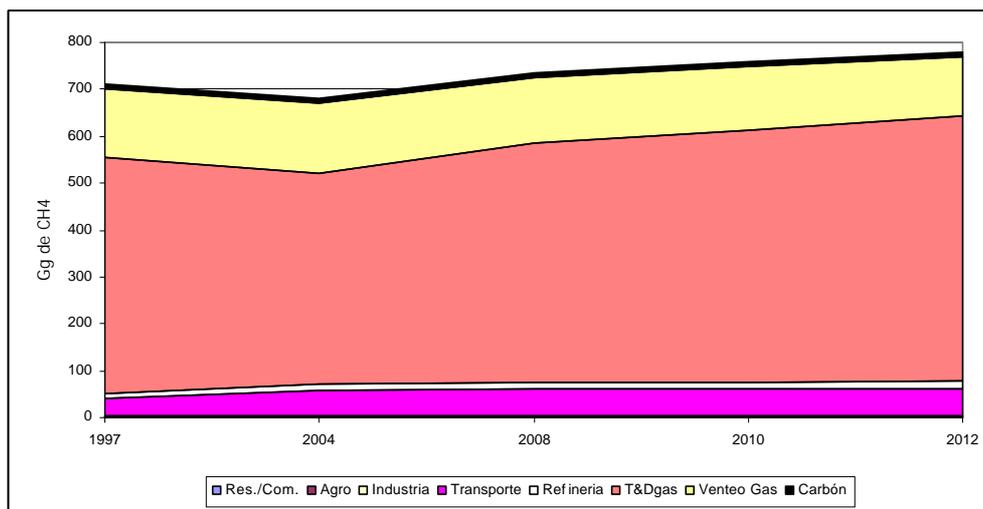


1.4.2. Las emisiones de CH₄

Las emisiones de metano del sistema energético se originan en las fugas de gas natural durante el proceso de producción, transporte y consumo de este combustible, así como en la volatilización de combustibles líquidos livianos. Las emisiones relacionadas con el abastecimiento de gas natural, representan más del 90% de las emisiones de CH₄.

Entre los sectores de consumo se destaca el transporte (5% de las emisiones en el año base).

Gráfico N° III.23.
Emisiones de CH₄



Las nuevas normas que controlan el venteo de gas en el país son altamente restrictivas y la magnitud del impacto que producirían se aprecia en su totalidad al observar que el volumen total de metano emitido en el año 2012 por este concepto sería levemente superior al que se emitió en 1997, a pesar de que la producción de gas natural se expandiría a una tasa promedio del 5,2% anual acumulativo hasta el año horizonte. Dado el alto potencial de calentamiento del metano en relación con el CO₂, no cabe duda sobre que esta normativa contribuye significativamente a la mitigación del cambio climático.

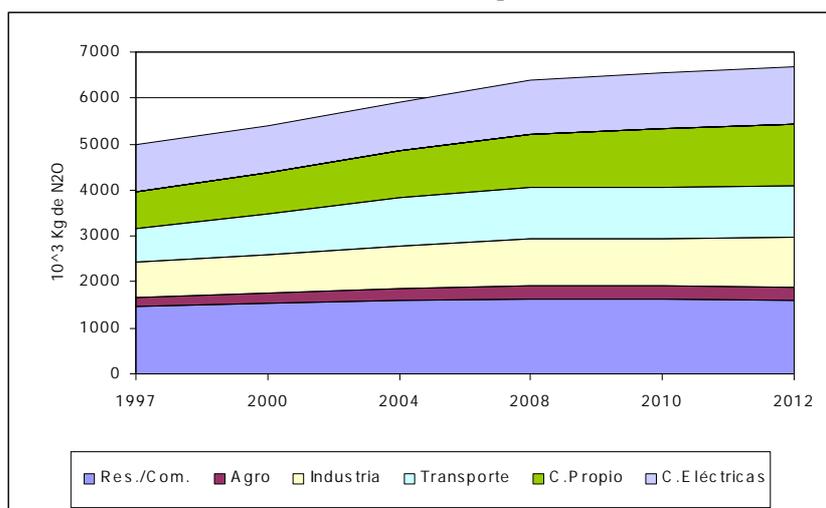
A pesar del contexto expansivo de la producción y consumo de gas, la industria del gas en su conjunto (considerando pérdidas y el venteo) incrementaría sólo en un 6.2% sus emisiones totales de metano a lo largo de todo el período.

En cuanto a los sectores de consumo, el sector transporte sería el más dinámico, expandiendo sus emisiones un 54%. En el caso del resto de los sectores, si bien sufren incrementos, su participación es tan escasa que su peso se mantiene muy marginal.

1.4.3. Las emisiones de N₂O

Las emisiones de N₂O se distribuyen entre los sectores de consumo, el consumo propio y la generación de electricidad, los sectores de mayor peso son: residencial y centrales eléctricas. La importancia de los diferentes sectores se aprecia en el gráfico.

Gráfico N° III.24.
Emisiones de N₂O



Las emisiones totales se incrementan el 34% a una tasa anual acumulativa del 2% siguiendo, atenuadamente, la evolución del nivel de actividad.

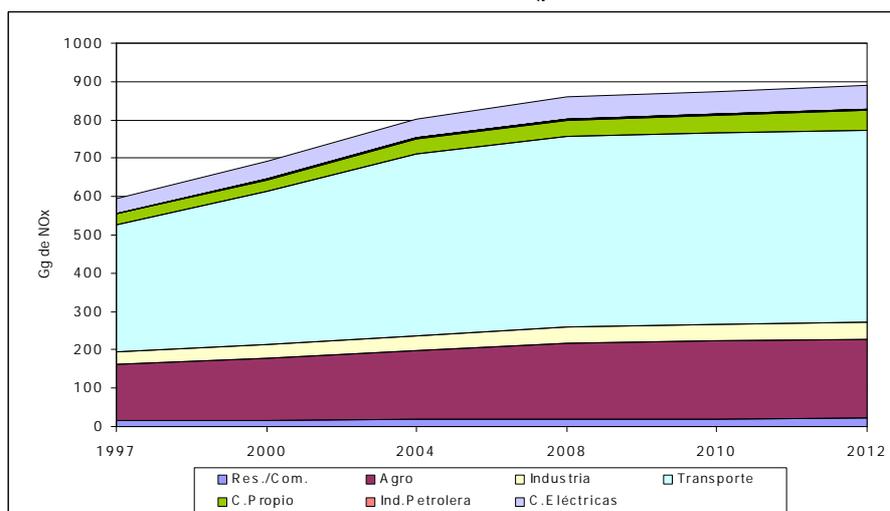
La estructura de participación sectorial se mantiene en valores similares al año base, con la excepción del Consumo propio que incremente su participación hacia el año horizonte.

1.4.4. Las emisiones de NO_x

La evolución de las emisiones de NO_x estaría determinada fundamentalmente por dos sectores: el transporte y el agropecuario. Ya en el año base sus emisiones representaban, en conjunto, algo más del 80% de las emisiones totales de NO_x del sistema energético, manteniendo esta participación hasta el año horizonte.

El incremento de la generación térmica convencional, aún quemando gas natural, provocaría el crecimiento de las emisiones de NO_x de las centrales eléctricas a un ritmo superior al del conjunto del sistema energético, incrementando su participación en el total en casi 1,3 puntos, del 4,5% al 5,8%, en 2012.

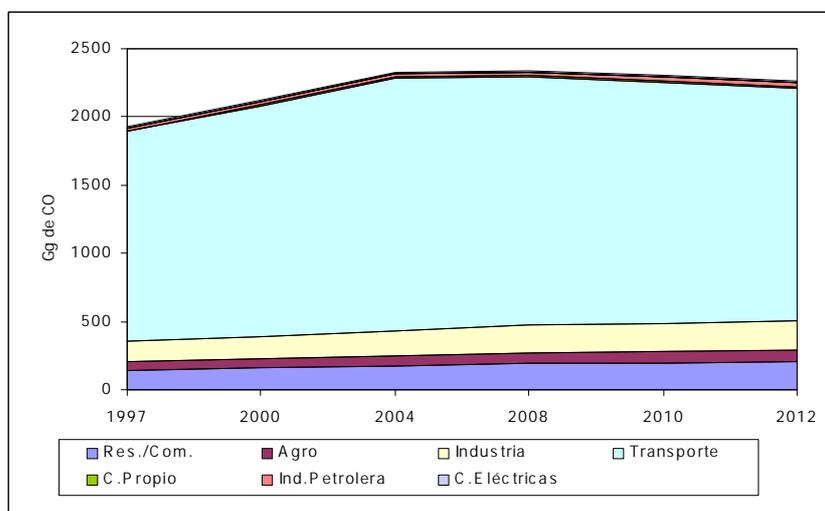
Gráfico N° III.25.
Emisión de NO_x



1.4.5. Las emisiones de CO

Prácticamente el 98% de las emisiones de CO se origina en los sectores de consumo final, si bien el crecimiento de las emisiones en las centrales eléctricas dinamizará el aumento de participación de las actividades vinculadas al abastecimiento de energía que de cualquier forma sólo representarán algo más del 2,2% del total en el año horizonte.

Gráfico N° III.26.
Emisiones de CO



El grueso de las emisiones de CO de los sectores de consumo final se origina en el transporte (80%), si bien este sector perderá participación hacia el año horizonte debido a una estructura de combustibles más limpia (reduce su participación al 75%). El crecimiento de las emisiones del sector industria y residencial incrementaría su participación en el año horizonte a expensas de la participación del sector transporte.

2. Escenario de crecimiento socioeconómico medio (FIEL MEDIO)

2.1 Identificación de los elementos relevantes del Escenario Socioeconómico

El escenario medio energético se basa en los resultados del Escenario Medio elaborado por FIEL, cuyos resultados se detallan a continuación.

“Crecimiento global y sectorial

La economía argentina mostrará en 1999 una tasa negativa del orden del 3%, como resultado de la profunda caída de las exportaciones (-10%), del consumo interno (-3.4%) y de la inversión bruta interna fija (-2%). Los sectores más afectados serán la agricultura (-7.6%), la industria (-7.2%) y el comercio (-7.6%). Cabe consignar que el crédito total registra una leve expansión (1.6%), lo que contribuye a evitar una caída más sustancial de la actividad interna.

A partir del año 2000, la economía vuelve a registrar tasas de crecimiento comprendidas entre 3% y 4 ½ %. La tasa promedio 2000/2012 se ubica en 4.1%. La dificultad de la economía para crecer a una tasa más elevada surge por la elevada incidencia del financiamiento externo —y la consiguiente elevada tasa de interés de la economía argentina, relevante para las inversiones.

Las adversas condiciones de rentabilidad en el sector de transables implican que en 1999 la participación de estos sectores (industria, minería, agricultura) sería sólo del 34%. A mediano plazo, esta participación tendería a elevarse al 37% con las mejoras en las condiciones de precio y demanda internacionales y regionales. La industria crecerá un 5% promedio entre el año 2000 y el 2012.

El sector de la construcción tenderá a elevar su participación del 6.5% al 9%, como consecuencia de la mejora en las condiciones de crédito. Hacia mediados del lapso pronosticado, el aumento de los costos de construcción, con relación al valor de mercado de los inmuebles, conducirá a una desaceleración de los gastos por este concepto. El subsector de producción de cemento registrará una expansión media anual del 5.7% en todo el lapso (6.3% si se excluye al año 1999).

Otro sector que verá crecer su participación en forma sostenida es el de infraestructura (electricidad, gas y agua), del 2.5% al 3% a fines del período. En particular, la demanda de electricidad resultará el componente más dinámico de este subsector.

Demanda de factores

El empleo crecería un 2.1% anual promedio entre 2000 y 2012, involucrando una tasa de desempleo que solamente hacia el fin del período alcanzaría un nivel de 10.5%. El escenario medio, por consiguiente, involucra una elevada tasa de desempleo que impondrá un serio condicionamiento a las políticas redistributivas. A ello debe sumarse que el salario real se mantendrá prácticamente constante durante todo el período (dadas las condiciones existentes en el mercado de trabajo).

La inversión crecerá un 6.9% promedio entre 2000 y 2012. La tasa de ahorro global de la economía se ubicará en algo más del 23% en 2012, un incremento de 4 puntos porcentuales a contar de 1999.

Financiación

La tasa de ahorro externa (cuenta corriente en % del PBI) superará el 5% entre 1999 y 2003. A partir de 2004 registraría una caída sostenida, llegando al 3.7% en 2012.

Esta evolución refleja el supuesto de “solvencia intertemporal”, asociada a la disminución a largo plazo del coeficiente de ahorro externo y al aumento del superávit primario del sector público asociado al presente escenario.

El coeficiente de riesgo-país tendería a mantenerse elevado, alcanzando el 3% (300 puntos básicos) solamente al final del período de proyección.

La evolución resultante implica un crecimiento de los depósitos (a fin de año) del 5.8% en 1999 y un crecimiento aún menor en el año 2000 (3.9%). Tasas de dos dígitos se retomarían sólo entrado el próximo siglo⁽¹⁹⁾.

La tasa de ahorro doméstica se ubica en torno del 14% en 1999. Esta tasa mostraría un aumento gradual hasta el año 2006. A partir de entonces crecería hasta un 19 ½% en 2012.

Balance de pagos y deuda externa

En todo el lapso pronosticado la economía argentina tendría una cuenta corriente negativa, aunque el déficit comercial alcanzaría su máximo en 2010 y mostraría luego una tendencia declinante. Si bien la deuda externa pública y privada tendería a crecer en todo el lapso, a partir de 2005 tiende a decrecer en % del PBI, mientras que como % de las exportaciones ya verificaría un descenso a partir del año 2000. La relación deuda/exportaciones, que en 1999 equivaldría a 5.6 años, se reduciría a 2.4 años en 2012.

Precios

Los términos del intercambio de Argentina serían, en 2012, un 25% más elevados que en 1998. Esta ganancia de la relación de cambio hace considerablemente menos dificultoso el proceso de crecimiento económico del período.

El tipo de cambio real de la economía mejoraría, en términos de DEG, hasta el año 2001. A partir de entonces iniciaría un suave proceso de declinación, llegando en 2012 a un nivel equivalente al que existía en 1985.

Los precios domésticos mostrarán tasas negativas en 1999, pero a partir del próximo año se esperan tasas positivas (con excepción, en ese año, de los precios minoristas y de la construcción). La tasa de inflación implícita en el PBI sería para todo el período 2000/2012 del 2.7%.

(19) No se ha incluido ningún efecto año 2000 (Y2k) en los escenarios, que podría complicar aún más la situación financiera.

Demanda

El principal ítem afectado por la crisis en 1999 es el de las exportaciones, que declinarían un -10% en términos de volumen y un -15% en términos de valor en el corriente año. Dado que el crédito interno no se vería afectado sustancialmente, la inversión bruta interna decrecería un 2% solamente, mientras que el consumo lo haría en un 3 ½%. Las exportaciones al Mercosur caerían, en términos de volumen un 20%.

A partir del año 2000 se iniciaría un proceso gradual de recuperación de las exportaciones. En ese año las exportaciones al Mercosur todavía estarían estancadas, pero el total de bienes exportados crecería un 6% en volumen, y un 10% en valor. Para todo el lapso 2000-2012, las exportaciones al Mercosur en volumen crecerían a un ritmo anual del 13%, mientras que el total de exportaciones en volumen crecería en el mismo período a una tasa media del 10.8%.

Las inversiones en construcciones crecerían entre 2000 y 2012 a una tasa media del 6 ½%, algo inferior a la expansión de las compras de bienes de equipo durable de producción (7.3%). La reducción de las tasas de interés, la disponibilidad de crédito, el descenso relativo de los precios de los bienes de capital importados y el aumento — hasta 2008— de la relación precio de mercado/costo de reposición estarán en la base de este comportamiento.

El consumo privado crecería en el período 2000/2012 a una tasa media del 4.4% anual.

Apreciación general

El escenario medio refleja expectativas de crecimiento considerablemente más conservadoras que las mantenidas por el gobierno y los partidos políticos. Ello resulta de la necesaria disciplina fiscal que involucra el mantenimiento del tipo de cambio fijo y las reglas de la convertibilidad. Argentina, para obtener un “seguro de salida” de la crisis financiera asociada a la caída de los mercados externos y a la transición política, debe generar un considerable superávit fiscal y condiciones de solvencia externa que limitan las posibilidades de una aceleración del crecimiento bajo las condiciones supuestas.”

2.2. La demanda final de energía: análisis sectorial y agregado

Dado que en el desarrollo de los resultados asociados al denominado Escenario de Base se han incluido todas las consideraciones referidas a pasado inmediato reciente y la situación de partida, este apartado no volverá a repetir dichas consideraciones, remitiéndose solo a incorporar la evolución esperada y los resultados pertinentes para una situación de crecimiento medio. Por otra parte, cuando las pautas sectoriales no sufren modificación entre los escenarios, se omite la explicitación de las mismas, asumiendo que ya son conocidas.

2.2.1. Sector Residencial

Las variables explicativas son población y PBI por habitante, las elasticidades con respecto a la primera son decrecientes, en el convencimiento que los desarrollos tecnológicos van a permitir incorporar un grado de eficiencia creciente en los consumos energéticos del sector, mientras que con respecto al ingreso por habitante muestran una tendencia creciente, mostrando un importante grado de inercia, y reflejando una cierta demanda insatisfecha. En consecuencia la intensidad energética crece aproximadamente un 20% tanto con respecto a la población como al ingreso por habitante.

Sin embargo, dicho crecimiento se morigerará por una mayor eficiencia en el uso iluminación por penetración de lámparas de bajo consumo, renovación de artefactos destinados al uso conservación de alimentos y reducción de consumo en otros artefactos eléctricos. Asimismo, se estima que en lo referente a la fuente gas natural, se incorporarán gradualmente, artefactos de mayor eficiencia, tanto en el uso cocción como calentamiento de agua y calefacción.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro que se aprecia a continuación.

Puede observarse que el grado de concentración en electricidad y gas distribuido se incrementa ya que la suma de ambas fuentes cubre, en 2012, más del 88% del consumo, mientras que el consumo sectorial total se incrementa el 43% al 2012, con respecto al nivel de 1997.

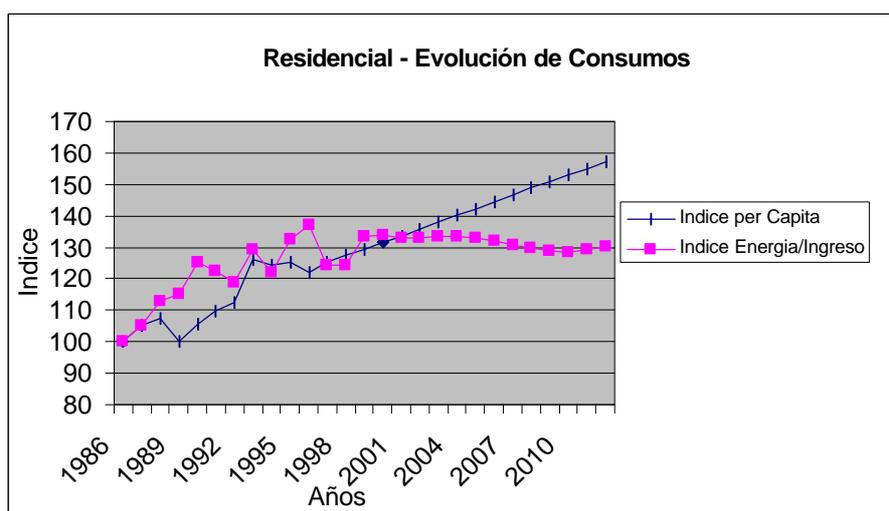
Consumo Sector Residencial
Valores en Millones de Gigajoules

	1997	2004	2008	2012
Leña	7.67	9.09	9.96	10.88
Gas Natural	213.34	264.9	297.47	334.97
Gas Licuado	39.90	37.70	35.62	30.89
Kerosene	11.69	11.44	10.81	9.40
Carbón Vegetal	6.12	7.25	7.94	8.67
Electricidad	66.70	100.36	121.59	144.49
Total	345.42	430.74	483.38	539.3

La tasa de crecimiento es del 3.0% a.a. para el consumo total, mientras que la Electricidad crece a una tasa del 5.3% y el gas distribuido lo hace al 3.1% incrementando su participación pero menos que la electricidad que gana más de 6 puntos en la estructura de consumo. El resto de las fuentes están en regresión, lo que implica tasas inferiores a la del total o incluso negativas (kerosene y GLP).

El gráfico siguiente muestra la evolución histórica (1986-1998) y los datos proyectados (en números índices, base 1986=100) de dos indicadores relevantes para este Sector: el consumo sectorial por habitante y el consumo sectorial por unidad de ingreso por habitante.

Gráfico N° III.27



Se destaca que el consumo actual por habitante del Sector Residencial es casi un 30% superior al de 1986. En relación a los valores actuales, el consumo sectorial por habitante se incrementa el 26% al año 2012 mientras que la relación de dicho consumo con el Ingreso por habitante indica una disminución de 1,5 puntos. La evolución de ambos indicadores implica, en consecuencia, elasticidad/ingreso menores que uno, tendiendo a 0,63 hacia el final del período, revelando una importante ganancia de eficiencia y cierto grado de saturación en algunos usos.

2.2.2. Sector Comercial y Público

Las intensidades se han supuesto decrecientes dado que, al igual que en otros sectores, los desarrollos tecnológicos van a permitir incorporar un grado de eficiencia creciente en los consumos energéticos del sector. De este modo la intensidad desciende gradualmente en el primer período y luego permanece relativamente estabilizada.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro que se muestra a continuación. El consumo sectorial anual se incrementa, al año horizonte, el 39.6% con respecto a los valores del año base.

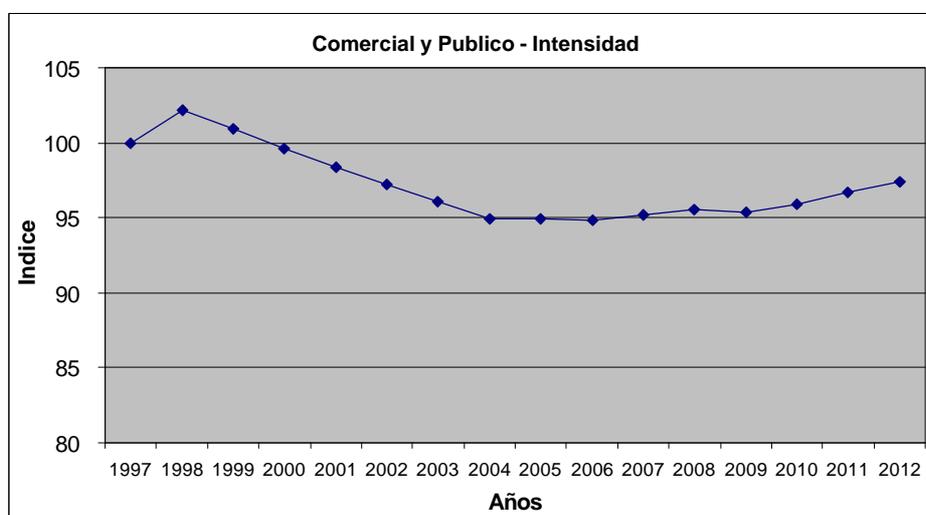
CAPITULO III Segunda parte

Consumo Sector Comercial y Público Valores en Millones de Gigajoules

	1997	2004	2008	2012
Electricidad	49.58	62.57	75.65	88.48
Gas Natural	60.18	68.24	77.61	84.98
Gas Licuado	0.75	0.58	0.50	0.38
Diesel Oil	2.93	2.60	2.25	1.73
Fuel Oil	2.35	2.09	1.81	1.39
Total	115.79	136.08	157.82	176.96

Los valores consignados en el cuadro anterior indican una tasa de crecimiento a.a. del 2.9% para el consumo total, en el período 1997-2012. Por su parte la Electricidad crece a una tasa del 3.9% a.a. y el Gas Distribuido lo hace al 2.3% a.a.. El resto de las fuentes están en regresión en valores absolutos, lo que implica tasas de crecimiento negativas para todas ellas.

Gráfico N° III.28



La relación de intensidad energética (considerando el Valor Agregado de los sectores productores de servicios –sin incluir Transporte-) muestran una ganancia de eficiencia de 3/5 puntos, considerando los valores alcanzados en 1997.

El resultado refleja las hipótesis asumidas sobre la mejora de eficiencia en los usos calóricos y eléctricos, con pautas similares a las adoptadas para el Sector Residencial.

La diferente evolución de la intensidad en este escenario con respecto al escenario bajo se relaciona con una tasa de crecimiento diferente del Valor Agregado Sectorial, menor en este caso, lo que implica una menor ganancia de eficiencia ante una evolución “mas lenta” del nivel de actividad sectorial.

2.2.3. Sector Transporte

Introducción

Ya se especificó que dada la relevancia del sector, el mismo se analiza con un grado importante de desagregación. En tal sentido, los subsectores identificados son: Transporte de pasajeros urbano, Transporte de pasajeros interurbano y Transporte de cargas. La descripción de las características más relevantes, desde el punto de vista energético, de cada uno de ellos ya fue realizada en este mismo capítulo.

En lo referente a las pautas específicas, las mejoras técnicas previstas y la penetración de fuentes, las mismas son similares a las definidas para el resto de los escenarios y ya han sido especificadas.

Resultados del Escenario

Como resultado de las hipótesis asumidas y las pautas definidas para el escenario, el modelo arroja los siguientes consumos para el sector en su conjunto:

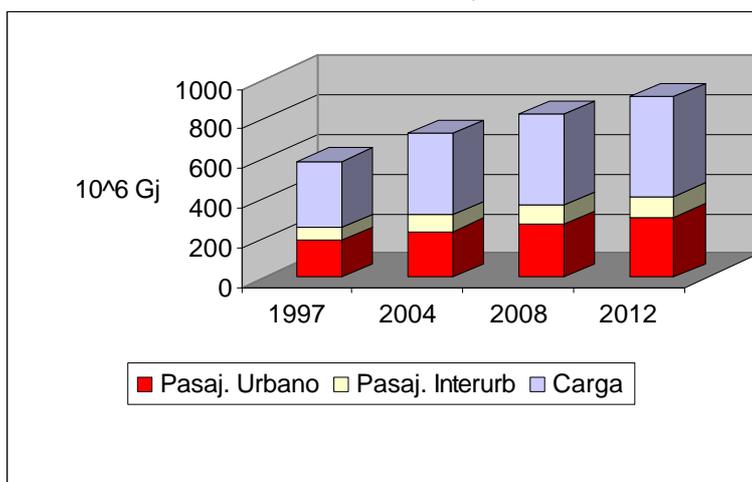
Consumo Sector Transporte
Valores en Millones de Gigajoules y Porcentajes

Fuente	1997	1997	2004	2004	2008	2008	2012	2012
Diesel Oil	303.83	52.0%	371.96	51.2%	426.21	51.7%	468.76	51.5%
Gasolina	190.64	32.7%	224.41	30.9%	246.80	29.9%	266.60	29.3%
GNC	43.92	7.5%	63.82	8.8%	76.25	9.2%	89.91	9.9%
Kero/JP	40.56	7.0%	60.14	8.3%	69.52	8.4%	77.95	8.6%
FO	3.09	0.5%	3.49	0.5%	3.77	0.5%	4.10	0.5%
EE	1.59	0.3%	2.02	0.3%	2.45	0.3%	2.64	0.3%
Total	583.64	100.0%	725.84	100.0%	824.99	100.0%	909.97	100.0%

La tasa de crecimiento anual acumulativa entre extremos alcanza el 3.0%, mientras que la fuente con mayor crecimiento es el GNC (4,9% a.a.) si bien hay que considerar que se inicia con una participación muy baja y ya viene mostrando una dinámica relativamente fuerte, seguida por el Combustible Jet (4,5% a.a.). La fuente de menor crecimiento es el Fuel Oil (1,9% a.a.).

La dinámica supuesta para los diferentes subsectores y en diferentes períodos, genera tasas de crecimiento dispares para cada uno de ellos si se considera la totalidad del plazo de prospectiva. Mientras el subsector pasajeros urbanos muestra una tasa total del 3.25% a.a., los consumos energéticos del transporte de pasajeros interurbanos crece al 3.8% a.a. y el transporte de carga al 2.7% a.a.. La dinámica de crecimiento de los sectores cargas y pasajeros interurbanos es superior en el primer período (hasta el 2004) que en el segundo (2004-2012).

Gráfico N° III.29
Evolución del consumo total y subsectorial



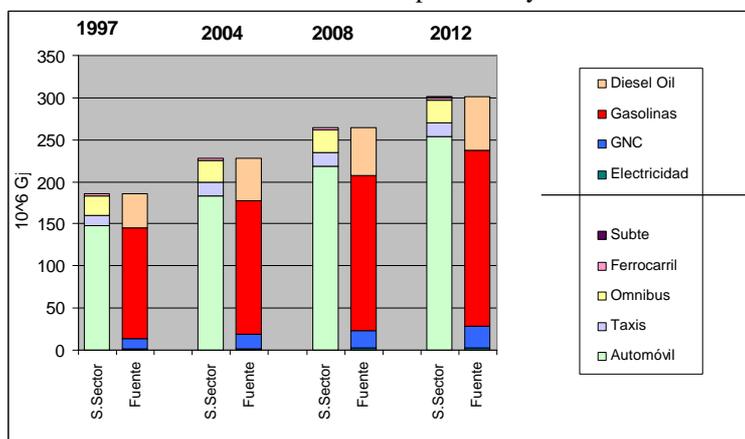
Transporte urbano de pasajeros

Es el subsector de mayores tasas de crecimiento, ganando participación en los consumos totales del sector (32% en el año base al 33% en 2012). Con un consumo de 300.82 millones de Gigajoules en 2012, el subsector es el mayor responsable del consumo de gasolinas del sector.

El modo Automóvil Particular refuerza su preeminencia (84% del consumo subsectorial en 2012). El resto de los modos mantienen o disminuyen su participación.

La fuente predominante sigue siendo la gasolina. Sin embargo, pierde participación, desplazada por el GNC y el diesel oil.

Gráfico N° III.30
Pasajeros Urbanos
Evolución del consumo por modo y fuente



El subsector continuará basado en el consumo de fuentes no renovables; los derivados de petróleo siguen siendo dominantes; la penetración del gas permite un cierto grado de diversificación y conlleva un efecto positivo sobre las emisiones específicas del subsector y los modos de transporte masivo siguen jugando un rol relativamente marginal en los consumos energéticos subsectoriales.

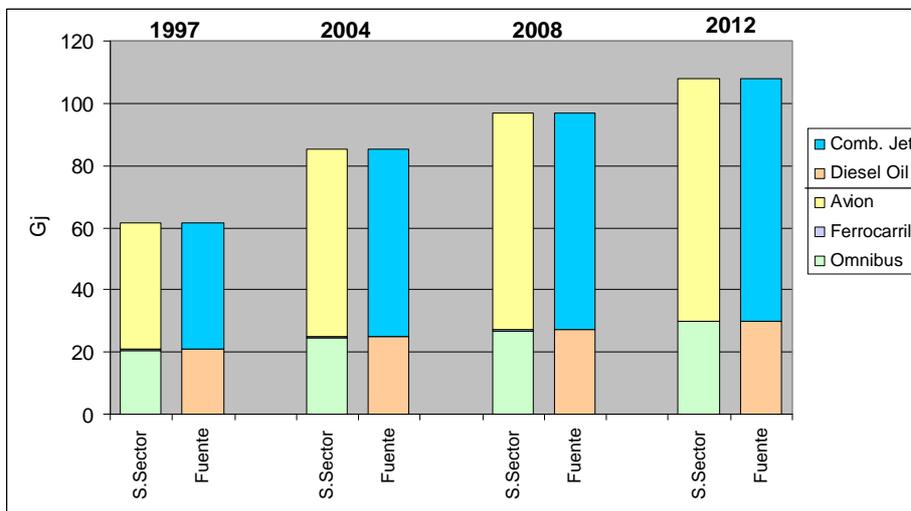
Transporte interurbano de pasajeros

El subsector pasajeros interurbano muestra una tendencia creciente (en cuanto a participación) durante la mayor parte del período de análisis, alcanzando, al año horizonte una participación casi dos puntos por encima a la que mostraba en el año base.

Con un consumo de 107.92 millones de Gigajoules en 2012, el subsector alcanza el 11,9% de los consumos sectoriales, siendo, responsable de la totalidad del consumo de Combustible Jet (JP) del sector.

No existiendo hipótesis de penetración de nuevas fuentes en este subsector, los consumos se mantienen concentrados en las mismas fuentes utilizadas en el presente, descansando 100% sobre derivados de petróleo.

Gráfico N° III.31
Evolución del consumo por modo y fuente



Se han considerado tres modos: Omnibus interurbanos, Ferrocarril y Avión. Como consecuencia de las transformaciones institucionales del sector –en particular, la suspensión del servicio de pasajeros interurbanos por ferrocarril y concesión a agentes privados de los ferrocarriles urbanos, más rentables- el medio ferrocarril prácticamente desaparece de los consumos del subsector –si bien en el pasado reciente ya tenía un rol menor-, representando en el año base menos del 1% de los consumos.

En consecuencia, el transporte colectivo carretero y el transporte aéreo concentran a futuro el 99,8% de los consumos subsectoriales. La fuente predominante sigue siendo el JP.

Transporte de cargas

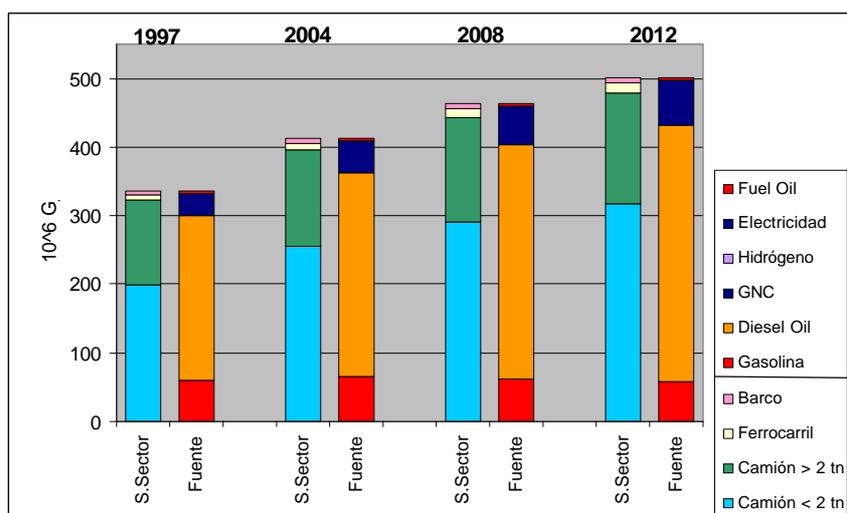
El transporte de cargas será responsable de más del 55% de los consumos sectoriales (en 2012), con una dinámica que disminuye su responsabilidad actual. Crece a una tasa del 2.7% a.a. entre extremos. Las tasas de crecimiento se han supuesto variables para diferentes períodos, con una aceleración importante en el período 1997-2004 como resultado de las hipótesis del escenario socioeconómico, pero una tasa menor luego.

Con un consumo de 501.22 millones de Gigajoules en 2012, el subsector es el gran responsable del consumo de diesel oil del sector y del consumo total de dicho combustible. El resto de los combustibles utilizados son: gasolinas, GNC y Fuel oil.

En cuanto a los modos considerados son: los Camiones, Ferrocarril y Navegación Fluvial y Marítima. El modo Camión de mas de dos toneladas mantiene un peso significativo en los consumos del subsector. Junto a los camiones de menor porte, el transporte por camiones absorbe, en 2012, más del 95% de la energía del subsector.

Manteniéndose el rol dominante del diesel oil, y sin que se produzcan modificaciones sustantivas entre modos, los únicos elementos a destacar es la penetración del GNC en camiones de menos de dos toneladas. Las gasolinas tienen una franca tendencia regresiva, sustituidas por el GNC y Diesel Oil.

Gráfico N° III.32
Evolución del consumo por modo y fuente



El subsector continuará basado en el consumo de fuentes no renovables; los derivados de petróleo siguen siendo dominantes; la penetración del gas permite un cierto grado de diversificación y conlleva un efecto positivo sobre las emisiones específicas del subsector. Los efectos que estos resultados tienen sobre las emisiones se verán en el ítem específico.

2.2.4. Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca

La extrapolación de las tendencias históricas, toma como variable explicativa el nivel de actividad representado por el Valor Agregado del Sector, asumiendo un incremento de la intensidad energética; considerando valor 100 el año 1997, la intensidad energética prepararía a 112,9 en 2012. Esta tendencia a “energizar” el sector es coherente con la información del comportamiento histórico del sector que ha mostrado una elasticidad energía/valor agregado muy superior a uno en los períodos de crecimiento sostenido (la elasticidad resultante para todo el período de proyección se eleva a 1,56 en promedio, mientras que el promedio histórico 1986-1997 se ha elevado a 2,15).

El comportamiento de la elasticidad está revelando que este sector incluye también una hipótesis de mejora de eficiencia ya que la elasticidad se reduciría más de un 27%, a pesar que la intensidad energética muestre una tendencia creciente.

De acuerdo a las hipótesis definidas en el escenario socioeconómico, la tasa de crecimiento del Valor Agregado será del 3,3% a.a., para el período 1997-2012, mientras que la tasa de crecimiento para el consumo de energía será el 4,1% a.a.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro que se muestra a continuación.

Consumo Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca
Valores en Millones de Gigajoules y Porcentajes

	1997	1997	2004	2004	2008	2008	2012	2012
EE	1.93	1.9%	2.52	2.0%	3.06	2.0%	3.69	2.0%
DO	95.94	95.6%	124.04	96.2%	149.60	96.6%	178.98	97.0%
BIO	2.55	2.5%	2.35	1.8%	2.18	1.8%	1.85	1.0%
Total	100.42	100.0%	128.91	100.0%	154.85	100.0%	184.51	100.0%

2.2.5. Sector Industrial

El Sector Industria fue desagregado en dos módulos: Industrias Energo Intensivas que comprende las ramas: Papel e Imprentas; Química, Petróleo, Caucho y Plásticos; Minerales No metálicos; Hierro y Acero e Industria No Energo Intensiva, comprendiendo el resto de las ramas.

Características

Módulo	Consumo de Energía (10 ⁶ Gj)	Porcentaje (%)	Valor Agregado (1997 en \$ 1986)	Porcentaje (%)	Intensidad E/VA
Energo Intensivas	304.35	58,5%	1345.4	39,0%	226,2
No Energo Intensivas	216.21	41,5%	2102.8	61,0%	102,8
Total	520.56	100,0%	3448.2	100,0%	151,0

Pautas definidas para el escenario

Del conjunto de potenciales variables explicativas analizadas, la que aparecía con mayor significación sobre los consumos energéticos resultó ser el Valor Agregado. De acuerdo al escenario socioeconómico, las pautas de crecimiento del VAI (Valor Agregado Industrial) para cada uno de los módulos, expresadas por las tasas a.a. por período fueron las siguientes:

Período	Energo	No Energo	Total
1997-2004	3.3% a.a.	1.8% a.a.	2.4% a.a.
2004-2008	5.8% a.a.	5.6% a.a.	5.7% a.a.
2008-2012	5.1% a.a.	4.6% a.a.	4.8% a.a.

De acuerdo con la información disponible del Sector Industrial y las pautas definidas más arriba, se ha supuesto que las intensidades energéticas se mantienen a los mismos niveles del año base. Esta hipótesis es congruente con el comportamiento histórico sectorial ya que los últimos once años han mostrado un leve crecimiento de la intensidad, tendiendo a estabilizarse en valores similares a los de 1997 en “años normales” (las crisis se revelan a través de los cambios erráticos que sufre este indicador).

Es dable esperar, sin embargo, que la eficiencia energética sectorial pueda ser creciente. La estimación de un índice de la potencial evolución de la eficiencia sectorial implicaría desarrollar análisis y obtener información que excede el alcance y los términos de referencia de este informe. Con información sobre tecnologías escasa e incierta en cuanto a su aplicabilidad a las condiciones locales, no se estimó conveniente asumir un índice de mejora de eficiencia, considerando el objetivo de este informe. En tal sentido, es posible asumir alguna hipótesis global y conservadora a los efectos de estimar un potencial escenario de mitigación.

Resultados del escenario

Las proyecciones del consumo energético sectorial se presentan en forma agregada para las actividades clasificadas como energointensivas y para las no energointensivas.

Las actividades energointensivas insumían 304,35 millones de GJ en 1997 y llegarán a 580.62 en el año 2012.

La evolución de estos consumos así como las tasas respectivas son las siguientes:

Actividades energointensivas. Escenario de base
Consumo de energía y tasas de crecimiento (10⁶ GJ y %)

	1997	2004	2008	2012	1997/2012
Energía	304.35	380.31	476.40	580.62	
Tasas a.a.		3,2	5,8	5,1	4,4

La importancia de las fuentes en cada año de corte se muestra en la tabla siguiente, donde puede observarse que crece la participación del Gas Natural, la Biomasa (otras primarias).

Industrias energointensivas
Evolución del consumo de energía por fuente

Fuente	1997	2004	2008	2012
Carbón Mineral	0.0	0.7	1.3	2.2
Otras Primarias	44.8	61.7	81.4	104.2

CAPITULO III Segunda parte

Electricidad (SP)	51.8	59.0	69.8	80.1
Electricidad (AP)	16.7	18.9	22.1	25.2
Gas Natural	134.6	186.3	246.4	316.1
GLP	0.6	0.6	0.7	0.8
Gas Oil	1.5	1.4	1.4	1.3
Fuel Oil	20.1	15.3	12.2	6.3
Carbón Residual	12.8	15.1	18.2	21.4
No Energético	10.7	10.1	12.2	12.8
Gas de Coquería	4.9	4.7	4.9	4.7
Gas de Alto Horno	5.6	4.6	4.1	3.0
Coque de Carbón	0.2	0.9	1.6	2.6
Total	304.4	380.3	476.4	580.6

En cuanto a las actividades no energointensivas, los resultados son los siguientes.

Actividades No energointensivas. Escenario de base
Consumo de energía y tasas de crecimiento (10⁶ GJ y %)

	1997	2004	2008	2012	1997/ 2012
Energía	216.2	244.57	303.66	363.36	--
Tasas a.a.		1.8%	5.6%	4.6%	3.5%

En el período 1997/2012 aumentan su participación el Gas Natural, disminuyendo levemente el resto de las fuentes. El crecimiento del consumo energético es inferior en este grupo (NEI) de actividades que en el EI, lo que debe atribuirse en parte a un crecimiento menor de la variable explicativa (VAI) para las actividades NEI.

Industrias no energointensivas
Evolución del consumo de energía por fuente

Fuente	1997	2004	2008	2012
Otras Primarias	36.4	40.9	50.6	60.3
Electricidad	42.0	52.4	68.5	86.2
Gas Natural	118.9	135.7	169.2	203.5
GLP	0.5	0.5	0.6	0.7
Gas Oil	1.2	1.3	1.6	1.8
Fuel Oil	6.6	7.2	8.7	10.2
Carbón Residual	10.4	6.4	4.1	0.4
Coque de Carbón	0.2	0.2	0.3	0.4
Total	216.2	244.6	303.7	363.4

2.2.6. Sector No Energético

Se trata de un sector que, en general, se considera como Resto. La proyección se hizo en forma tendencial, con cierta autonomía, y utilizando como tasa de referencia el crecimiento esperado de la Industria Petroquímica.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total y por fuente del sector, alcanza los valores consignados en el cuadro siguiente:

Consumo Sector No Energético
Valores en Millones de Gigajoules

	1997	2004	2008	2012
Gas Natural	7.95	10.75	12.77	15.17
GLP	21.89	29.59	35.16	41.77
Gasolina	40.60	54.89	65.20	77.46
No Energ.	62.79	77.22	86.92	97.82
Gas de Ref.	1.42	1.92	2.29	2.71

CAPITULO III Segunda parte

Total	134.66	174.4	202.3	234.9
-------	--------	-------	-------	-------

Los valores consignados en el cuadro anterior indican una tasa de crecimiento a.a. del 3.8% para el consumo total, en el período 1997-2012.

La estructura por fuente se modifica levemente, reflejando la tendencia histórica. Crece la participación del Gas Natural, Gasolinas y Gas Licuado y disminuye la participación de los No Energéticos.

2.2.7. Sector Consumo Propio

La evolución del Consumo Propio esta directamente vinculada al nivel de actividad del sistema de abastecimiento y al rol que juegan las diferentes fuentes.

Como ya se explicara, se trata de un sector cuya demanda es netamente “derivada” del nivel de actividad del abastecimiento, es decir de la demanda final de energía. La proyección se hizo relacionando el consumo propio de cada fuente con la demanda de la propia fuente, con excepción de la electricidad, consumida básicamente por el sector de hidrocarburos. En consecuencia, el nivel de consumo propio de electricidad depende del nivel de actividad de la industria del petróleo.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la demanda final de energía, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro siguiente:

Consumo Propio
Valores en Millones de Gigajoules y Estructura porcentual

	1997	2004	2008	2012
EE (SP)	8.1	10.0	11.2	12.6
EE(AP)	1.2	1.5	1.7	1.9
Gas Natural	182.0	279.1	356.4	455.1
Gas de Ref.	14.5	18.1	20.2	22.5
Gasolina	1.2	1.5	1.6	1.8
Kerosene	1.4	1.7	1.9	2.1
Diesel Oil	3.6	4.4	4.9	5.4
Fuel Oil	28.4	34.3	38.3	42.6
Carbón Res.	0.5	0.6	0.6	0.7
Total	241.3	351.0	436.7	544.7

Los valores consignados en el cuadro anterior indican una tasa de crecimiento a.a. del 5.6% para el consumo total, en el período 1997-2012.

2.2.8. Los resultados agregados

Como resultado de los análisis realizados para cada uno de los sectores y las hipótesis generales asumidas para el escenario socioeconómico, se obtienen la demanda final total para los años de corte definidos: 2004, 2008 y 2012.

Consumo total. Valores en GJ y %

FUENTES	1997	1997	2004	2004	2008	2008	2012	2012
Biomasa y O/Prim.	97.49	4.8%	121.26	4.7%	152.04	5.0%	185.89	5.3%
Carbones	24.12	1.2%	23.85	0.9%	26.17	0.9%	27.49	0.8%
Deriv. de Petróleo	755.63	37.0%	922.07	35.9%	1046.45	34.4%	1157.91	32.8%
Electricidad	239.62	11.7%	309.16	12.0%	376.1	12.4%	445.23	12.6%
Gas Distribuido	760.94	37.3%	1008.84	39.2%	1236.11	40.7%	1499.64	42.4%
GLP	63.60	3.1%	69.02	2.7%	72.62	2.4%	74.58	2.1%
Otros Gases	26.89	1.3%	29.38	1.1%	31.50	1.0%	32.95	0.9%
No Energético	73.51	3.6%	88.29	3.4%	99.12	3.3%	110.65	3.1%

CAPITULO III Segunda parte

TOTAL	2041.80	100.0%	2571.87	100.0%	3040.11	100.0%	3534.34	100.0%
-------	---------	--------	---------	--------	---------	--------	---------	--------

Los datos correspondientes a los consumos totales y por fuente se detallan en el cuadro anterior, sobre cuyos contenidos pueden hacerse las siguientes observaciones:

- La tasa de crecimiento anual acumulativa entre extremos (1997/2012) alcanza al 3.7%.
- Las tasas por períodos son:

1997/2004	2004/2008	2008/2012
3.4% a.a.	4.3% a.a.	3.8% a.a.

- La productividad energética, medida sobre el consumo total (Consumo Final/PBI) evoluciona tomando los siguientes valores (índice 1997=100):

1997	2004	2008	2012
100.0	102.1	101.2	101.9

Es decir que muestra un incremento del 1.9%, para el 2012 en relación con los valores de 1997.

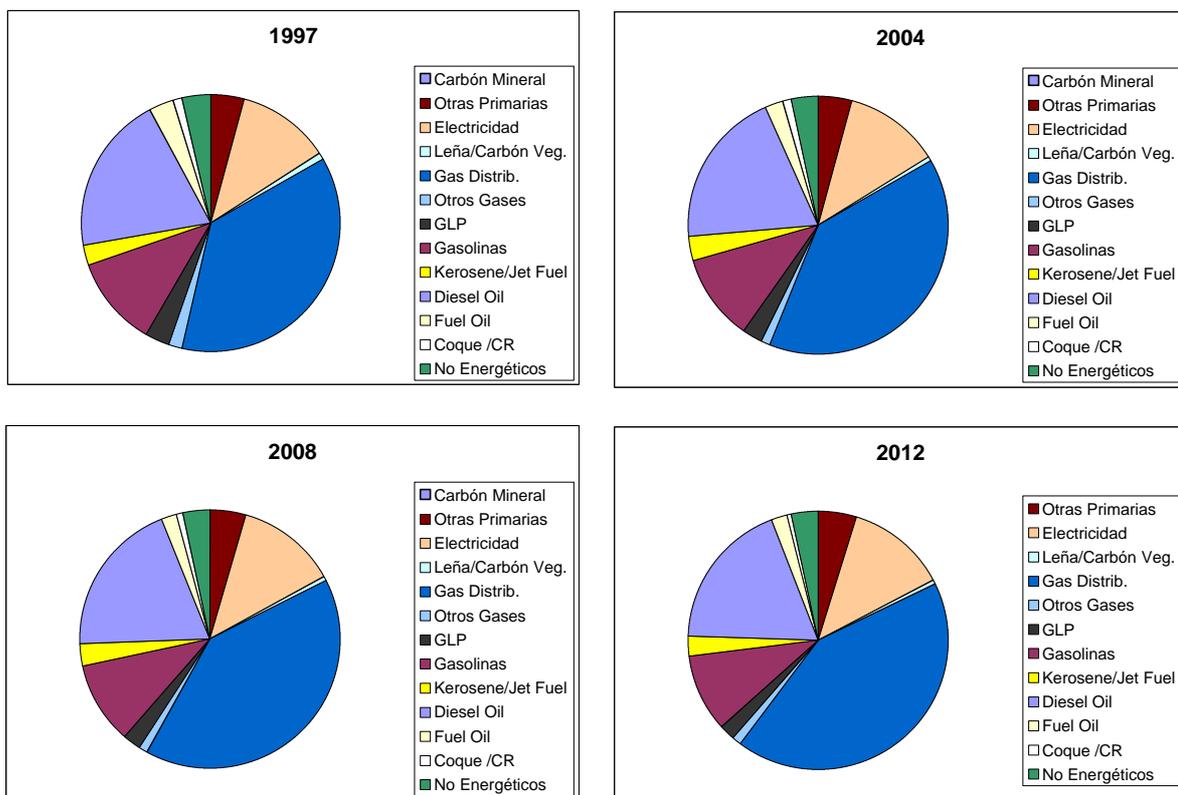
- El consumo final total se incrementa en los siguientes porcentajes con respecto a los valores del año base:

1997	2004	2008	2012
Base	+26%	+49%	+73%

En cuanto a los análisis por fuente, merecen destacarse los siguientes aspectos:

- El avance de Gas Distribuido que se mantiene como la fuente de mayor importancia, la pérdida de peso de los Derivados de Petróleo, GLP y Otros Gases y el leve incremento porcentual de la Electricidad.
- Se conforma en 2012 una estructura del consumo final “menos emisora”, dada la disminución de participación de las fuentes de mayor emisión específica.

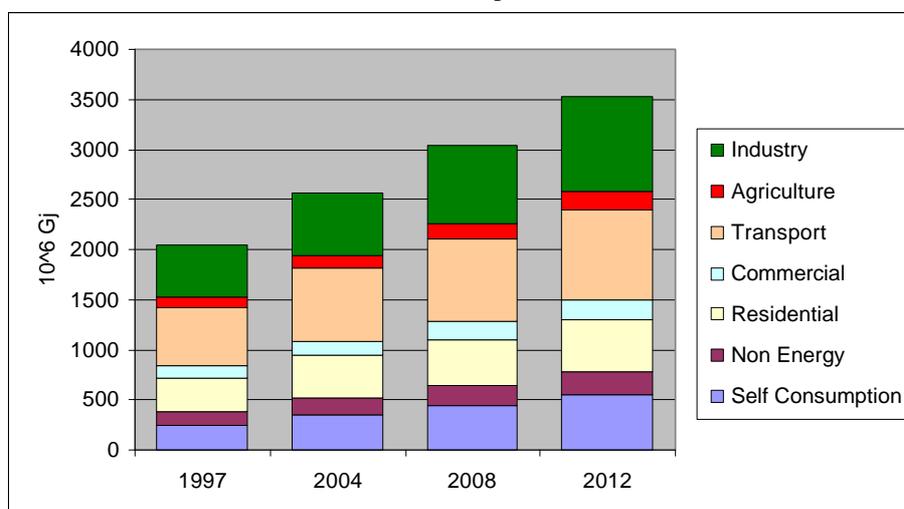
Gráfico N° III.33
Estructura por fuente del consumo final



En cuanto a la participación de los diferentes sectores, es necesario destacar que:

- El sector más dinámico es la Industria Energo Intensiva y el Consumo Propio.
- Los No Energéticos mantienen su participación, mientras que el resto de los sectores disminuyen levemente su importancia.
- El sector Transporte disminuye muy levemente su participación, con un porcentaje cercano al 26% continua siendo en sector de mayor consumo final.

Gráfico N° III.34
Consumo final por sector



2.3. El Abastecimiento Energético

Se presentan aquí las características que asumiría el abastecimiento de energía en el país en caso de darse el contexto definido en la Sección 1 y el comportamiento del consumo final detallado en la Sección 2. Para facilitar la interpretación de los resultados, en los párrafos siguientes se analiza la evolución de cada una de las industrias energéticas por separado y, finalmente, se realizan algunos comentarios sobre el uso de fuentes primarias de energía y la eficiencia global del sistema.

2.3.1. La industria eléctrica

Tal como se ha visto en la Sección anterior se espera que los consumos domésticos de electricidad crezcan en forma sostenida, el equivalente a una tasa del 4.2% anual acumulativo, hasta el año 2012. Desde el punto de vista de la generación local, a esta dinámica del consumo doméstico se superpondrían los intercambios del comercio exterior de electricidad que se incorporaron en el punto 1. portaron muestran en el cuadro siguiente.

Requerimientos de Electricidad

		1997	2004	2008	2012
Consumo Final	PJ	239,62	309.16	376.10	445.23
Tasa Anual	Subperíodo (%)		3.7	5.0	4.3
	Acumulada (%)		3.7	4.2	4.2
Importaciones	PJ	19,67	22,3	22.3	22.3
Exportaciones	PJ	3,30	56.1	81.8	102.1
Saldo Neto	PJ	-16,37	33.8	59.5	79.8
Requerimiento Total	PJ	223,25	342.96	435.60	525.03
Tasa Anual	Subperíodo (%)		6.3	6.2	4.8
	Acumulada (%)			6.3	5.9

Las importaciones de electricidad consignadas en el Cuadro corresponden a la parte de la generación de una central hidroeléctrica binacional (compartida con Paraguay), destinada al mercado argentino por encima del 50% que le corresponde a Argentina y las importaciones eventuales de Brasil y Uruguay. Las exportaciones, por su parte, responden a las hipótesis asumidas en punto 1, que reflejan las estimaciones realizadas por la Secretaría de Energía. Como puede apreciarse, el dinamismo de los generadores incrementará la necesidad de expandir la oferta local a una tasa del 5.9% anual acumulativo hasta el año 2012.

Aproximadamente el 6% de estos requerimientos serían satisfechos con autoproducción en el sector industrial y minero. Estos valores significarían una leve pérdida de participación de la autoproducción respecto de la registrada en el año base (8%), ya que el contexto supuesto para el desenvolvimiento del servicio público de electricidad (abundancia de oferta y precios competitivos) desalentaría la autoproducción y la restringiría a lo estrictamente justificable en términos del uso de residuos combustibles o actividades demasiado alejadas de las redes.

La producción de energía eléctrica en las centrales del servicio público, por su parte, acompañará el crecimiento de la demanda eléctrica pero a un ritmo atemperado en el futuro gracias a la reducción supuesta en las pérdidas de transporte y distribución. Así, mientras los requerimientos se incrementarían en un 135% entre 1997 y el año 2012, la generación eléctrica aumentaría un 128% en el mismo período.

A pesar de este incremento de eficiencia en la industria eléctrica, que seguramente será encarada por las empresas distribuidoras, la dinámica de los generadores eléctricos supondría incorporar hasta el año 2004, 7093 MW a la capacidad instalada en 1997, incluyendo 5226 MW en centrales térmicas convencionales y 1867 MW en centrales hidroeléctricas.

A partir de ese año se supuso que la dinámica de expansión se mantendrá ajustada a la evolución de la demanda eléctrica. Esta hipótesis se basa en que las nuevas inversiones se definirán teniendo en cuenta que las nuevas centrales deberían competir en el mercado con centrales de alta eficiencia y, por tanto, los inversores serán más cautelosos que durante el período de renovación del parque térmico existente.

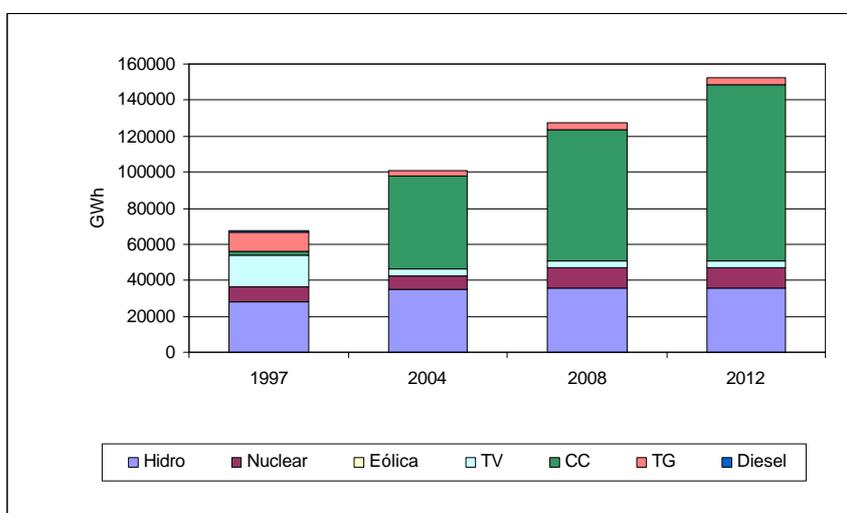
De este modo, en el período 2004-2008 se incorporarían 5883 MW adicionales y entre el año 2008 y el 2012 deberían incorporarse al servicio casi 4562 MW netos para atender el crecimiento de la demanda y reemplazar equipamiento existente que habrá cumplido su vida útil.

La estrategia supuesta de los generadores eléctricos de privilegiar la instalación de ciclos combinados de alta eficiencia por sobre cualquier otra tecnología implicará un cambio importante en la estructura de generación del servicio público de electricidad.

Como puede observarse en el gráfico, el congelamiento de la oferta hidroeléctrica y nuclear después del año 2007 limita sensiblemente sus participaciones en la generación total, que de un 54% en el año base pasarían a ser de sólo el 31% en el año horizonte.

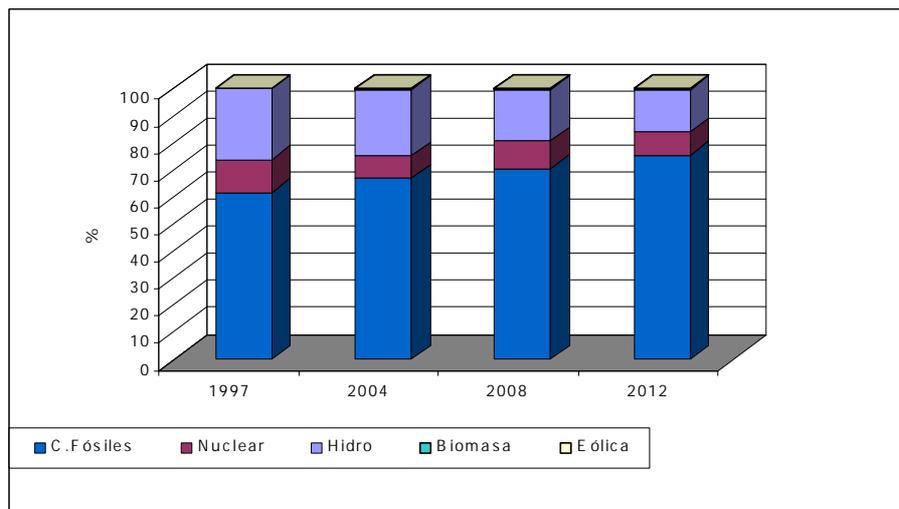
De esta forma, las centrales térmicas convencionales serían las responsables del abastecimiento de la demanda adicional, aumentando su participación en la generación total a un ritmo especialmente acentuado, hasta alcanzar al final del período el 69% frente a un 46% en el año base. Las centrales de ciclo combinado, por su parte, aportarían el 93% de la generación total proveniente de las centrales térmicas convencionales en el año 2012, cuando en 1997 aportaban solo el 3,8%.

Gráfico N° III.35
Generación por tipo de central

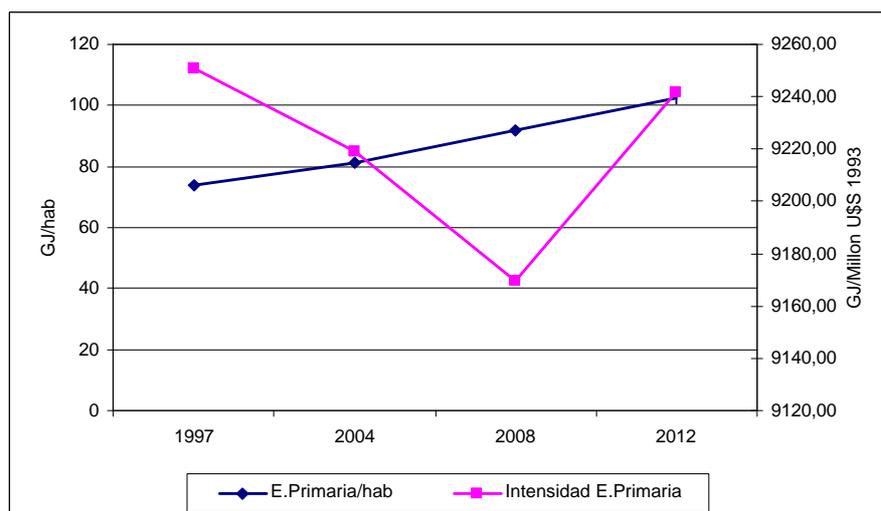


Estos cambios en la estructura de generación incidirán sobre la magnitud y tipo de fuentes energéticas insumidas en las centrales eléctricas. En lo que a estructura se refiere y tal como puede observarse, a partir del año 2004 los combustibles fósiles crecerán en importancia hasta alcanzar el 67% del insumo total en las centrales eléctricas en el año 2012.

Gráfico N° III.36
Estructura de insumos en centrales eléctricas



Entre los combustibles fósiles, el gas natural tendrá un rol cada vez más determinante, representando el 96% del total de combustibles fósiles quemados en centrales eléctricas del servicio público en el año



En el mismo gráfico se volcó la evolución esperada de los consumos de energía primaria per cápita, que tendrían una tendencia francamente creciente debido a la baja tasa de crecimiento demográfico de Argentina.

2.4. Las emisiones de GEI

De acuerdo con los resultados del Inventario de Emisiones de Gases con Efecto Invernadero (GEI), los gases que se contabilizan son: CO₂, CH₄, N₂O, NO_x y CO para todos los escenarios. Por su parte, en el caso de los gases directos se han realizado cálculos utilizando los factores de calentamiento para reducirlos a CO₂ equivalente ⁽²⁰⁾.

La evolución de las emisiones de estos gases, resultante de las hipótesis del Escenario, se muestra en el cuadro siguiente, donde se incluyeron también los valores determinados en el Inventario a fin de poder comparar la evolución reciente con las expectativas de largo plazo.

Como puede observarse en el Cuadro, las emisiones más importantes en el sistema energético corresponden al dióxido de carbono siendo, además, el gas que presenta las mayores tasas de crecimiento de sus emisiones.

(20) A los efectos de la comparación de los volúmenes de los diferentes GEI se adoptaron los siguientes factores para el potencial de calentamiento:
 CH₄: 21 (Fte: IPCC-1995)
 N₂O: 310 (Fte: IPCC-1995)

CAPITULO III Segunda parte

Emisiones de GEI en el Escenario Base ⁽²¹⁾

Tipo Gas	Unidad	Inventario		Estudio de Mitigación			
		1990	1994	1997	2004	2008	2012
CO ₂	Gg	95197	111856	122363	152700	181740	212630
Tasa Anual	Subperíodo		4.1%	3.0%	3.2%	4.4%	4.0%
	Acumulado 97				3.2%	3.7%	3.8%
CH ₄	Gg	482.1	594.9	716.19	689.31	805.35	936.44
Tasa Anual	Subperíodo		5.4%	6.4%	-0.5%	4.0%	3.8%
	Acumulado 97				-0.5%	1.1%	1.8%
N ₂ O	Gg	05400	0.5300	0.5100	0.5881	0.6897	0.7970
	Subperíodo		-0.5%	-2.1%	2.1%	4.1%	3.7%
	Acumulado 97				2.1%	2.8%	3.0%
NOx	Gg	447.7	580.6	599.10	743.3	866.93	995.01
Tasa Anual	Subperíodo		6.7%	3.2%	3.1%	3.9%	3.5%
	Acumulado 95				3.1%	3.4%	3.4%
CO	Gg	2086.8	2522.3	2432.0	2304.06	2591.06	2865.49
Tasa Anual	Subperíodo		4.9%	-1.2%	-0.8%	3.0%	2.5%
	Acumulado 95				-0.8%	0.6%	1.1%
COVDM		332.6	389.20	372.3	421.50	470.41	515.23
Tasa Anual	Subperíodo		3.3%	-3.1%	1.8%	2.8%	2.3%
	Acumulado 95				1.8%	2.1%	2.2%

En los párrafos siguientes se analiza la evolución esperada de las emisiones de cada uno de los 5 gases analizados, profundizando el análisis de las emisiones de CO₂, dada su importancia relativa.

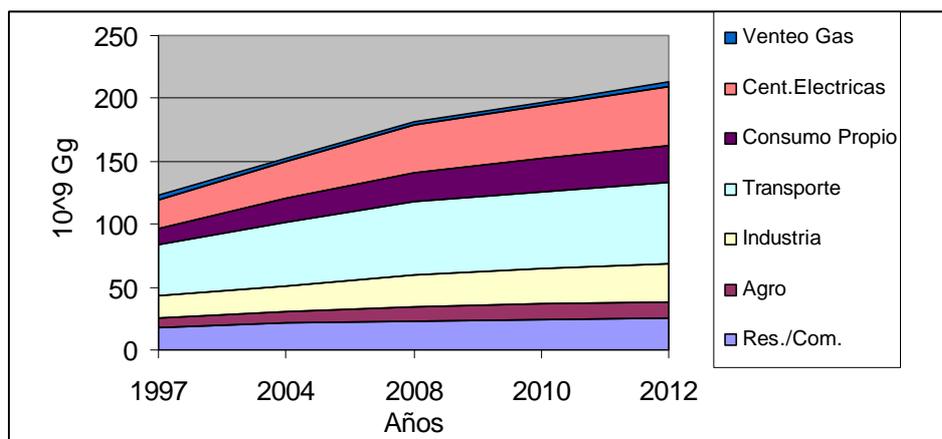
2.4.1. Las emisiones de CO₂

Evolución de las emisiones totales de CO₂

El crecimiento promedio previsto del 3.8% anual acumulativo supera los registros históricos y se explica por la diferente estructura de fuentes energéticas. De cualquier forma, debe tenerse presente que estos registros históricos incluyen largos ciclos recesivos de la economía argentina, en tanto las proyecciones realizadas prevén un crecimiento económico sostenido en los próximos 15 años.

Se observa que el crecimiento es mayor hasta el 2008 y que después de dicho año el aumento de las emisiones se desacelera levemente dado el menor ritmo de crecimiento del consumo y la estrategia de abastecimiento energético.

Gráfico N° III.43
Emisiones Totales de CO₂



(21) Los datos incluidos en este cuadro para los años 1990 y 1994, han sido ajustados respecto de las cifras de los inventarios presentados originalmente, de acuerdo a los datos consignados en el informe: "Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Sector Energía" – Julio 1999.

Debe destacarse el incremento de participación del Consumo Propio, dada una mayor tasa de crecimiento asociada a cierto cambio en la estructura de abastecimiento por fuente. La industria el gas, por su parte, pierde relevancia al reducirse los ventees por menor crecimiento de actividad en la producción de petróleo, en tanto que la generación de electricidad mantiene una participación porcentual similar a la de laño base, en una situación donde mayor eficiencia en la generación es compensada por una estructura por fuentes de mayor emisión.

En el caso de los sectores de consumo final, el agro y la industria ganan participación frente al resto. Sin embargo las mayores tasas de crecimiento se ubican en las Centrales Eléctricas – del 18,6% de las emisiones de CO₂ en 1997, alcanzan el 22,1% en 2012- y el consumo propio.

En le caso de Centrales Eléctricas la fuerte participación de la generación térmica, sumada al incremento importante del consumo de electricidad da orinen a tasas de crecimiento de las emisiones muy elevadas (4,9% a.a. para todo el período), a pesar de haber supuesto una mejora en la eficiencia térmica de estos equipos. De esta forma, el sector eléctrico sería responsable en el año horizonte de casi el 59% de las emisiones que se producen en actividades del abastecimiento energético.

En este contexto de las emisiones totales de CO₂ sólo los sectores residencial, comercial y público exhiben una menor dinámica de crecimiento de emisiones que el conjunto del sistema energético, reduciendo su participación en 3 puntos al 2012.

Evolución de las emisiones específicas de CO₂

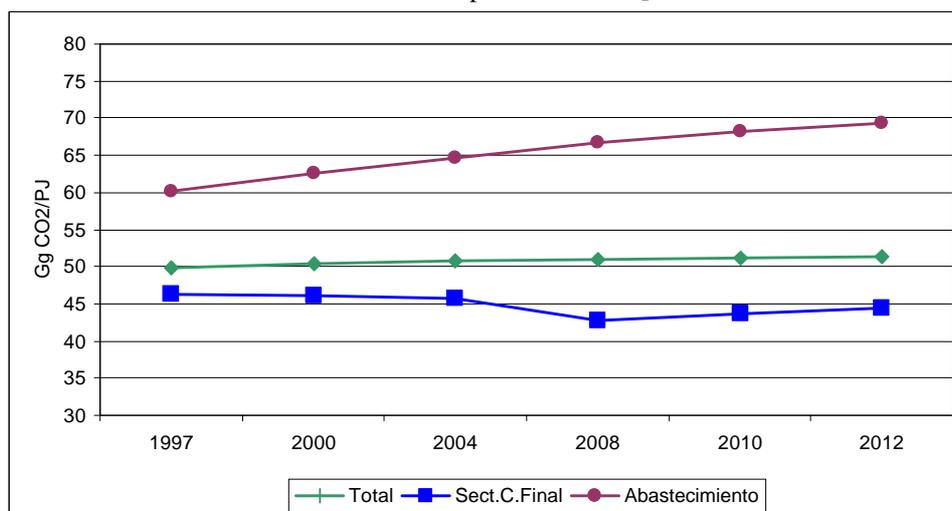
Al igual que en el resto de los escenarios y siguiendo el mismo criterio utilizado en el análisis histórico de las emisiones de CO₂, se calcularon indicadores para medir la “eficiencia ambiental” de la energía empleada por el conjunto del sistema energético y por los diferentes sectores de consumo y/o actividades vinculadas al abastecimiento de energía.

A nivel del conjunto del sistema energético, se calculó la emisión total de CO₂ por unidad de energía ofertada, considerando la oferta bruta de energía no biogénica en el país ya que las emisiones asociadas a la quema de biomasa están excluidas de las emisiones contabilizadas en este análisis, cuyos resultados se muestran en el gráfico.

Por el lado del consumo, se agruparon tanto las emisiones como los consumos de energía previstos en los diferentes sectores socioeconómicos, excluidas las actividades de las industrias energéticas. También en este caso, y por los mismos motivos, se excluyeron los consumos de biomasa que sólo representan alrededor del 6% del consumo final. La evolución de este indicador aparece en el Gráfico N° III.43. identificada como “Sectores del Consumo Final”.

Las emisiones de las actividades vinculadas al abastecimiento energético, por su parte, se relacionaron con toda la energía ofertada que no es consumida por los restantes sectores socioeconómicos, en el entendimiento de que el manipuleo de esta energía, que se corresponde con las pérdidas totales del sistema (transporte, distribución, transformación y no aprovechado) y los consumos propios de las industrias energéticas, es el que ocasiona las emisiones de CO₂ en las actividades vinculadas al abastecimiento. La evolución de este indicador se muestra en el siguiente, bajo la denominación de “Abastecimiento”.

Gráfico N° III.44
Emisiones específicas de CO₂



Como puede apreciarse en el gráfico, las emisiones específicas totales se mantendrían relativamente estabilizadas a lo largo de todo el período analizado, ya que el valor esperado en el año horizonte sería un 2,8% superior al registrado en el año base. Esta estabilidad de las emisiones específicas totales en el largo plazo significa detener la tendencia histórica que mostró una caída muy importante, y se asocia, en gran medida, al cambio en la estructura por fuentes en el abastecimiento de electricidad y en una menor penetración de fuentes menos emisoras en ciertos sectores de consumo (transporte, por ejemplo).

Surge con claridad que las mayores responsables de este comportamiento serán las actividades vinculadas al abastecimiento energético, cuyas emisiones específicas crecerían un 15.5% con respecto al año base. Por el contrario, las emisiones específicas de los sectores de consumo final mantendrían la tendencia histórica decreciente. En efecto, cabe esperar que en los próximos 13 años este indicador se reduzca en un 4.3%.

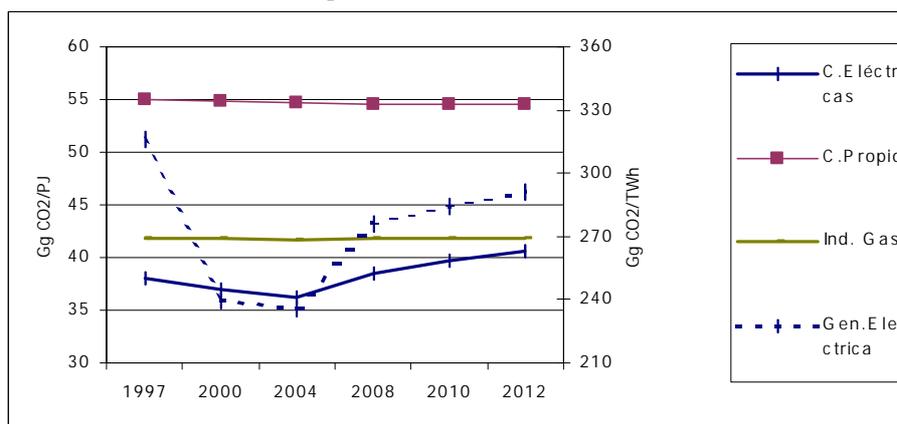
Adicionalmente, y tal como ya se explicara, a fin de ayudar a la interpretación de estos resultados, se calcularon indicadores respecto de las emisiones de aquellas actividades del abastecimiento energético que tienen mayor responsabilidad en las emisiones de CO₂: las centrales eléctricas, el consumo propio de todas las industrias energéticas y las emisiones fugitivas de la industria del gas natural.

En el caso de las centrales eléctricas se calcularon 2 indicadores. El primer indicador, identificado en el gráfico bajo la denominación “Centrales Eléctricas”, representa la emisión de CO₂ por unidad de energía insumida en las centrales (Gg de CO₂/PJ). El otro indicador relaciona las emisiones en las centrales con su producción eléctrica (Gg de CO₂/TWh) y aparece referenciado como “Generación Eléctrica”.

El indicador correspondiente a la industria del gas corresponde exclusivamente a las emisiones fugitivas del gas, relacionadas con los volúmenes aventados de gas y las pérdidas de transporte y distribución. Las emisiones y los correspondientes consumos de energía realizados por esta industria para desarrollar las actividades vinculadas al abastecimiento de gas fueron considerados conjuntamente con el consumo propio de las restantes industrias energéticas.

La evolución de los indicadores calculados para las centrales eléctricas muestra claramente un cambio en la tendencia hacia el año 2004. Con anterioridad a esa fecha, la emisión específica de las centrales eléctricas mantendría cierta tendencia histórica decreciente para luego crecer hasta el año horizonte.

Gráfico N° III.45
Emisiones específicas de CO₂ en el abastecimiento



Por su forma de cálculo, la variación de los indicadores de emisiones específicas de las centrales eléctricas refleja los cambios en el tipo de fuentes energéticas empleadas para la generación eléctrica. El crecimiento de las emisiones específicas se relaciona con la mayor participación de la generación térmica convencional (basada en Gas Natural).

Al analizar la eficiencia ambiental de las centrales eléctricas respecto de su nivel de actividad (TWh generados), se observa que la reducción que se produciría hasta el año 2004 alcanza más del 25%. El ahorro refleja la estructura por fuente y la mejora que se produciría en la eficiencia térmica de las centrales que queman combustibles fósiles. En efecto, el consumo específico promedio de las centrales eléctricas se reduciría de los 1986 Kcal/kW/h en 1997 a 1557 Kcal/kW/h en el año 2004, alcanzando una eficiencia promedio del 55%. Cabe aclarar que estos valores están influenciados por el rendimiento del 73/75% supuesto para las centrales hidroeléctricas.

A partir del 2004 se espera que se incremente notablemente el uso del gas natural en centrales eléctricas, pero sustituyendo, además de a otros combustibles fósiles, a fuentes de emisión cero (hidráulica y combustible nuclear) que reducirían su participación durante este período. La consecuencia natural sería un incremento en los volúmenes emitidos por unidad de energía empleada en las centrales eléctricas. De esta forma la emisión específica en el año horizonte sería un 4,1% superior a las del año base.

El incremento de las emisiones por TWh generado, en el mismo período, sería levemente inferior gracias a la persistente mejora de la eficiencia térmica. Precisamente este hecho es el que permite prever que las emisiones de CO₂ por kW/h generado en el país en el año horizonte serían un 10.2% inferiores a las de 1997 a pesar que también se quiebra la tendencia decreciente en 2004.

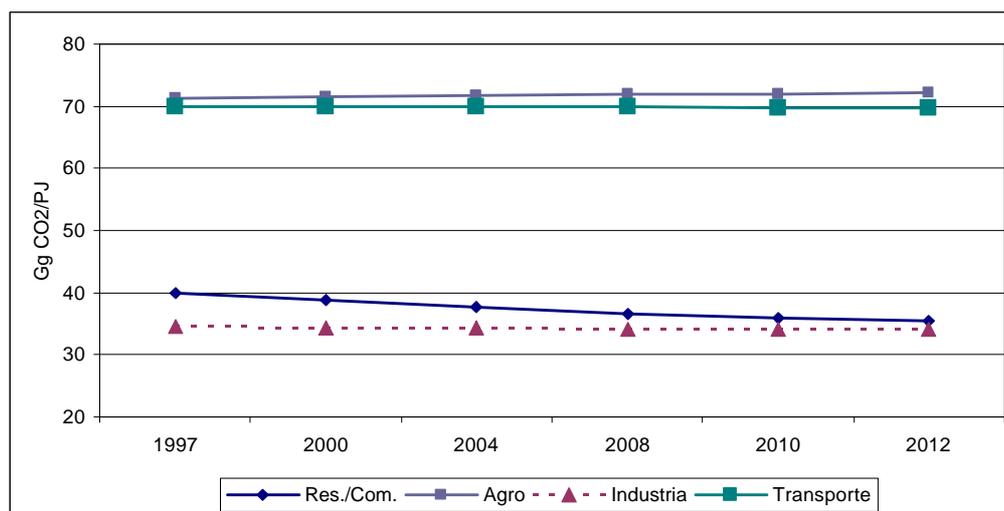
El crecimiento de las emisiones en las centrales eléctricas estará sumamente atemperado, respecto de lo que podría suponer adherir a una estrategia basada en la generación térmica convencional, por la adopción de tecnología de última generación, promovida por la competencia entre los generadores. Este tipo de decisiones, que en otros sistemas podrían considerarse como acciones de mitigación, se darían naturalmente dentro de la estrategia empresarial de los generadores eléctricos. De cualquier forma, no dejan de contribuir a la mitigación del cambio climático.

El volumen emitido de CO₂ por unidad de energía consumida por el conjunto de las industrias energéticas en calidad de consumo propio, tendría una tendencia levemente decreciente (1% al 2012).

La constancia de las emisiones fugitivas específicas de la industria del gas no tiene otro significado más allá de la exclusiva participación del gas natural y sólo refleja el factor de emisión de dicho combustible.

En los sectores de consumo final de energía deben remarcarse los beneficios, en términos de sus emisiones de CO₂, de la mayor penetración esperada del GNC sustituyendo a derivados líquidos del petróleo. A consecuencia de esta sustitución, la emisión específica de la industria se reduciría, acumulando una caída del 2% en el año horizonte tal como puede apreciarse en el gráfico.

Gráfico N° III.46
Emisiones específicas de CO₂ en el consumo final



En el caso de los sectores residencial, comercial y público, pareciera que el proceso de sustitución por fuentes más limpias, en términos de sus emisiones de dióxido de carbono, mantendría en el futuro la tendencia histórica a la reducción de sus emisiones específicas. A lo largo de todo el período analizado cabe esperar una reducción del orden del 11.3% respecto de los registros del año base.

Por el contrario, en el transporte las emisiones específicas se mantendrían prácticamente constantes hasta el año horizonte (-0,3%), mientras que el sector agropecuario tendría una tendencia levemente creciente.

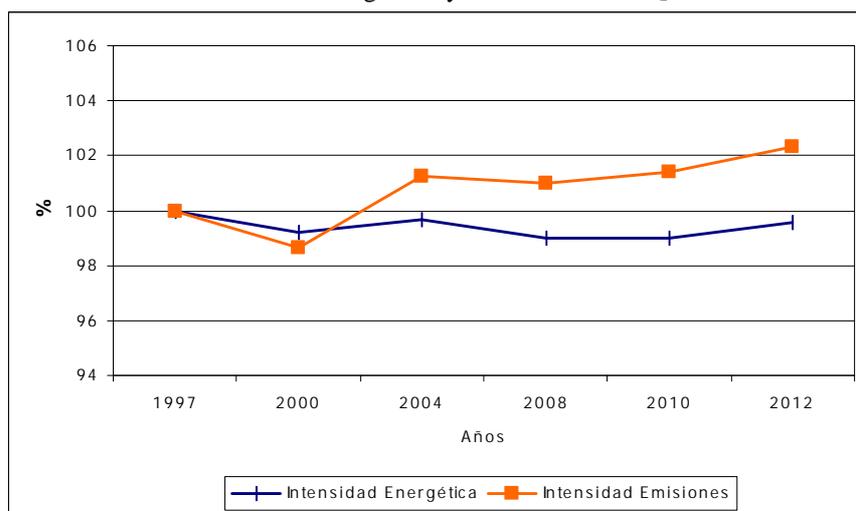
En cuanto a industria, sus emisiones específicas disminuirían un 1,5%.

Los senderos energéticos y de emisión de CO₂

El sendero energético representa gráficamente las variaciones sufridas por la intensidad energética de la actividad económica interna (energía ofertada por unidad de PBI) en función de la evolución del sistema económico, medido por el PBI per cápita. Una curva similar se puede plantear para las emisiones de CO₂, el sendero de emisiones, que representa la evolución de las emisiones por unidad de PBI según los cambios producidos en el producto per cápita.

En el gráfico se muestran la intensidad energética y de emisiones de dióxido de carbono para la Argentina en el período 1997/2012, correspondientes a las hipótesis del escenario, tomando como índice 100 a las intensidades respectivas en 1995.

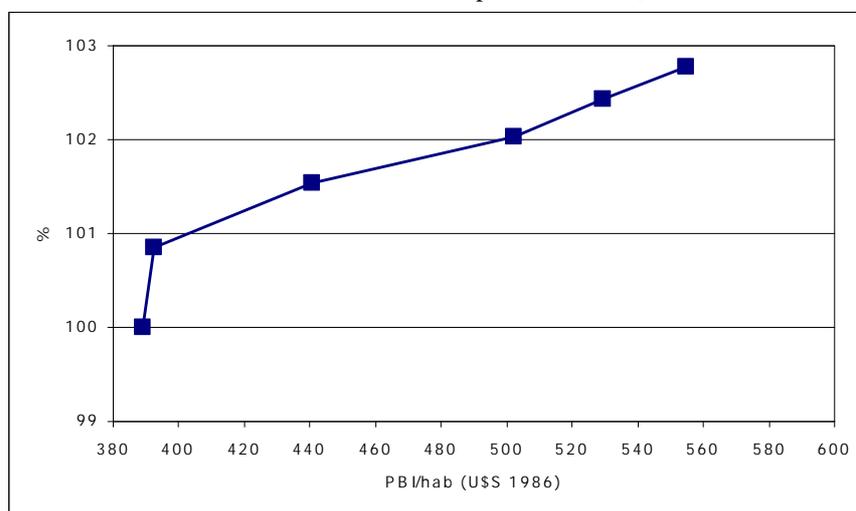
Gráfico N° III.47
Senderos energéticos y de emisión de CO₂



Como puede apreciarse en el gráfico, se espera que la intensidad energética se reduzca un 1%, aproximadamente. Sin embargo, la intensidad de emisiones de dióxido de carbono mostraría un menor grado de eficiencia, debido fundamentalmente a la estrategia adoptada para el abastecimiento eléctrico, cuyo incremento de emisiones llega a sobrecompensar los ahorros producidos por la ganancia de eficiencia, ya que la intensidad de las emisiones de CO₂ se incrementaría un 2%.

Este hecho queda claramente reflejado al analizar el sendero de las emisiones específicas. Como puede apreciarse, la evolución de las emisiones específicas mostraría una tendencia continuamente creciente ante el crecimiento del PBI/habitante. A pesar de ello y considerando los valores entre extremos, las emisiones específicas se incrementarían sólo un 2.8% respecto de los valores del año base.

Gráfico N° III.48
Sendero de emisión específica de CO₂

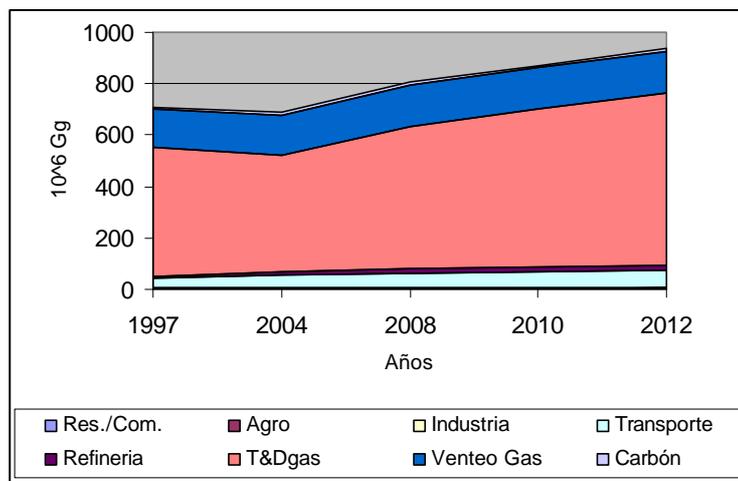


2.4.2. Las emisiones de CH₄

Las emisiones de metano del sistema energético se originan en las fugas de gas natural durante el proceso de producción, transporte y consumo de este combustible, así como en la volatilización de combustibles líquidos livianos. Las emisiones relacionadas con el abastecimiento de gas natural, representan casi el 90% de las emisiones de CH₄.

Entre los sectores de consumo se destaca el transporte (5% de las emisiones en el año base).

Gráfico N° III.49
Emisiones de CH₄



Las emisiones crecen a una tasa a.a. del 1,9%, impulsadas por las pérdidas en el sistema de transporte y distribución de gas, ya que se ha supuesto que los venteos en yacimiento evolucionan de acuerdo al nivel de actividad de los yacimientos de petróleo y asumiendo ciertas reducciones de acuerdo a nuevas normas que controlan el venteo de gas en el país.

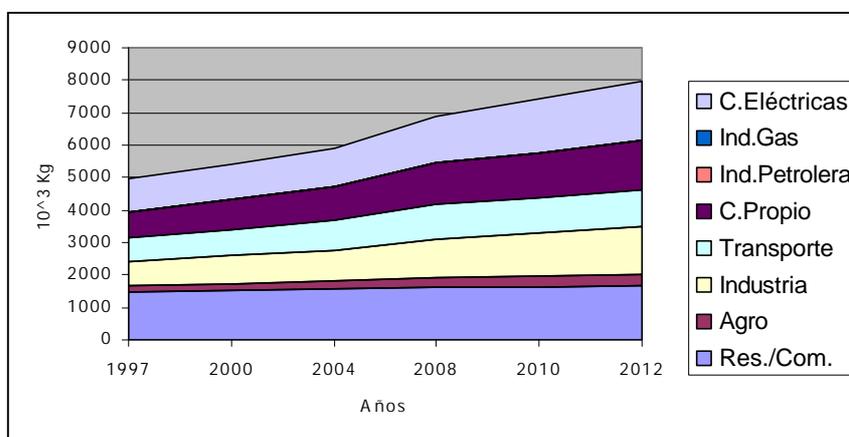
A pesar del contexto expansivo de la producción y consumo de gas, la industria del gas en su conjunto (considerando pérdidas y el venteo) incrementaría en un 28,3% sus emisiones totales de metano a lo largo de todo el período.

En cuanto a los sectores de consumo, el sector transporte sería el más dinámico, expandiendo sus emisiones un 86%. En el caso del resto de los sectores, si bien sufren incrementos, su participación es tan escasa que su peso se mantiene muy marginal.

2.4.3. Las emisiones de N₂O

Las emisiones de N₂O se distribuyen entre los sectores de consumo, el consumo propio y la generación de electricidad, los sectores de mayor peso son: residencial y centrales eléctricas.

Gráfico N° III.50
Emisiones de N₂O



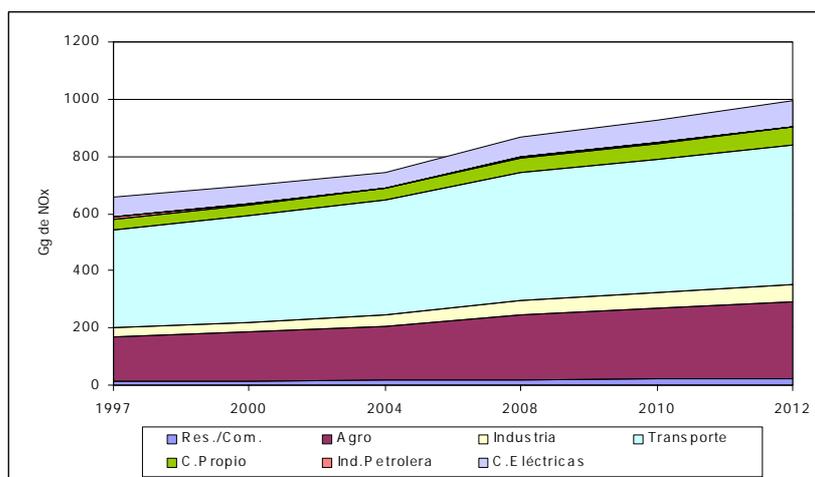
Las emisiones totales se incrementan a una tasa anual acumulativa del 3.2% siguiendo, atenuadamente, la evolución del nivel de actividad.

La estructura de participación sectorial se mantiene en valores similares al año base, con la excepción del Consumo propio que incremente su participación hacia el año horizonte.

2.4.4. Las emisiones de NO_x

La evolución de las emisiones de NO_x estaría determinada fundamentalmente por dos sectores: el transporte y el agropecuario. Ya en el año base sus emisiones representaban, en conjunto, algo más del 76% de las emisiones totales de NO_x del sistema energético, manteniendo esta participación hasta el año horizonte.

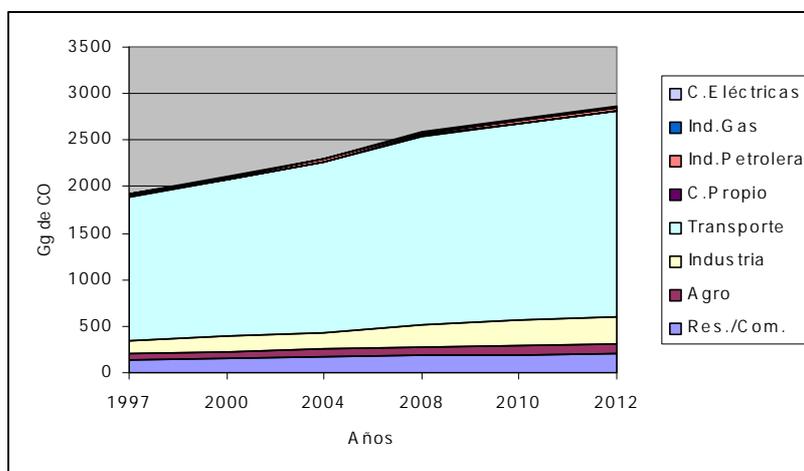
Gráfico N° III.51
Emisión de NO_x



2.4.5. Las emisiones de CO

Prácticamente el 98% de las emisiones de CO se origina en los sectores de consumo final, si bien el crecimiento de las emisiones en las centrales eléctricas dinamizará el aumento de participación de las actividades vinculadas al abastecimiento de energía que de cualquier forma sólo representarán algo más del 2,2% del total en el año horizonte.

Gráfico N° III.52
Emisiones de CO



El grueso de las emisiones de CO de los sectores de consumo final se origina en el transporte (80%), si bien este sector perderá participación hacia el año horizonte debido a una estructura de combustibles más limpia (reduce su

participación al 77%). El crecimiento de las emisiones del sector industria y residencial incrementaría su participación en el año horizonte a expensas de la participación del sector transporte.

La tasa de crecimiento a.a. para todo el período es del 2,7%.

3. Escenario de crecimiento socioeconómico alto (CEMA ALTO)

3.1. Identificación de los elementos relevantes del Escenario Socioeconómico

El escenario medio energético se basa en los resultados del Escenario Alto elaborado por CEMA, cuyos resultados se detallan a continuación.

“Para el año 1999 pronosticamos una tasa de caída del producto del -3.5%, siendo la industria uno de los sectores más afectados por la recesión. La recuperación comenzará en el año 2000 con una tasa de crecimiento del 3.7%. La industria crecerá casi como el producto en tanto que la producción de servicios será el componente más dinámico, tendencia que se observará hasta el final de nuestras estimaciones. En el año 2001 Argentina alcanzará una tasa de crecimiento del 6.1%. Se supone que las reformas pendientes serán llevadas a cabo sin el dinamismo de la década pasada.”

La recuperación comenzará en el año 2000 con una tasa de crecimiento del 3.7%. La industria crecerá casi como el producto en tanto que la producción de servicios será el componente más dinámico, tendencia que se observará hasta el final de nuestras estimaciones. En el año 2001 Argentina alcanzará una tasa de crecimiento del 6.1%. Se supone que las reformas pendientes serán llevadas a cabo sin el dinamismo de la década pasada.

*A partir del año 2002 hemos dividido las estimaciones en tres escenarios posibles. En la hipótesis de **Alta**, hemos considerado que Argentina continuará con sus políticas reformadoras centrándose principalmente en el aumento de la productividad del gasto público, habrá esfuerzos para reducir la evasión fiscal y de esa manera aumentar la presión tributaria sin aumentar las alícuotas impositivas, el mercado laboral se flexibilizará por completo y el superávit público permitirá mantener bajo control la deuda externa.*

*En el escenario **Alto** el PBI aumentará su tasa de crecimiento hasta el año 2004 cuando alcance una tasa del 7.5%, a partir de allí comenzará a converger a una tasa de crecimiento de largo plazo en el año 2012 del 3.5%, con un PBI per cápita de 13736 pesos expresados a precios de 1993.*

Las tasas de crecimiento por período del PBI a precios de mercado resultan:

- Período 1997-2004: 4,4% a.a.
- Período 2004-2008: 6,7% a.a.
- Período 2008-2012: 4,5% a.a.
- Período 1997-2012: 5,1% a.a.

Con respecto a la estructura del PBI a costo de factores, debe destacarse:

- El sector Agricultura, Silvicultura y Pesca disminuye gradualmente su participación, al tener una tasa anual de crecimiento muy inferior a la del total (2,95% a.a.).
- Minería también muestra una tendencia a disminuir su participación (crece al 3,9% a.a.)
- Las industrias energo intensivas crecen por encima de la media (al 5,33% a.a.) incrementando su participación. Mientras que las No energo intensivas crecen a una tasa muy inferior (3,7% a.a.) disminuyendo significativamente su participación en el PBI.
- El Valor Agregado del Sector Transporte Y Comunicaciones se muestra muy dinámico (5,6% a.a.) ganando relevancia en el total.

3.2. La demanda final de energía: análisis sectorial y agregado

Dado que en el desarrollo de los resultados asociados al denominado Escenario de Base se han incluido todas las consideraciones referidas a pasado inmediato reciente y la situación de partida, este apartado no volverá a repetir dichas consideraciones, remitiéndose solo a incorporar la evolución esperada y los resultados pertinentes para una

situación de crecimiento alto. Por otra parte, cuando las pautas sectoriales no sufren modificación entre los escenarios, se omite la explicitación de las mismas, asumiendo que ya son conocidas.

3.2.1. Sector Residencial

Las variables explicativas son población y PBI por habitante, las elasticidades con respecto a la primera son decrecientes, en el convencimiento que los desarrollos tecnológicos van a permitir incorporar un grado de eficiencia creciente en los consumos energéticos del sector, mientras que con respecto al ingreso por habitante muestran una tendencia creciente, mostrando un importante grado de inercia, y reflejando una cierta demanda insatisfecha. En consecuencia la intensidad energética crece aproximadamente un 20% tanto con respecto a la población como al ingreso por habitante.

Sin embargo, dicho crecimiento se morigera por una mayor eficiencia en el uso iluminación por penetración de lámparas de bajo consumo, renovación de artefactos destinados al uso conservación de alimentos y reducción de consumo en otros artefactos eléctricos. Asimismo, se estima que en lo referente a la fuente gas natural, se incorporarán gradualmente, artefactos de mayor eficiencia, tanto en el uso cocción como calentamiento de agua y calefacción.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro que se muestra a continuación.

Puede observarse que el grado de concentración en electricidad y gas distribuido se incrementa ya que la suma de ambas fuentes cubre, en 2012, más del 88% del consumo, mientras que el consumo sectorial total se incrementa el 43% al 2012, con respecto al nivel de 1997.

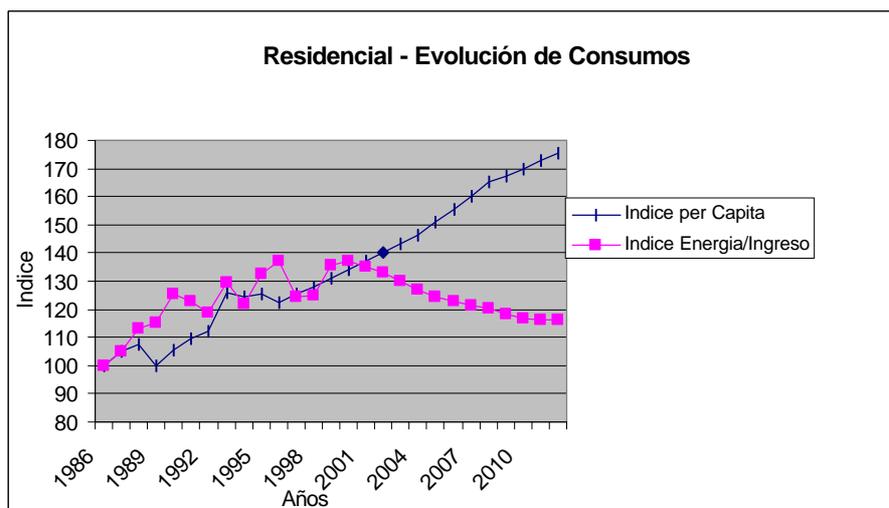
Consumo Sector Residencial
Valores en Millones de Gigajoules

	1997	2004	2008	2012
Leña	7.67	9.31	10.53	11.02
Gas Natural	213.34	271.34	314.61	339.54
Gas Licuado	39.90	38.61	37.67	31.31
Kerosene	11.69	11.72	11.43	9.53
Carbón Vegetal	6.12	7.43	8.40	8.79
Electricidad	66.70	101.02	134.86	172.17
Total	345.42	439.44	517.50	572.37

La tasa de crecimiento es del 3.4% a.a. para el consumo total, mientras que la Electricidad crece a una tasa del 6.5%, incrementando su participación y ganando más de 10 puntos en la estructura de consumo. El resto de las fuentes están en regresión, lo que implica tasas inferiores a la del total o incluso negativas (kerosene y GLP).

El gráfico siguiente muestra la evolución histórica (1986-1998) y los datos proyectados (en números índices, base 1986=100) de dos indicadores relevantes para este Sector: el consumo sectorial por habitante y el consumo sectorial por unidad de ingreso por habitante.

Gráfico N° III.53



Se destaca que el consumo actual por habitante del Sector Residencial es casi un 30% superior al de 1986. En relación a los valores actuales, el consumo sectorial por habitante se incrementa casi un 40% al año 2012. En tanto que la relación del consumo por habitante con el Ingreso por habitante muestra una tendencia continuamente decreciente a partir de una significativa suba del PBI per capita.

La evolución de ambos indicadores implica, en consecuencia, elasticidad/ingreso menores que uno, tendiendo a 0,6 hacia el final del período, revelando una importante ganancia de eficiencia y cierto grado de saturación en varios usos.

3.2.2. Sector Comercial y Público

Las intensidades se han supuesto decrecientes dado que, al igual que en otros sectores, los desarrollos tecnológicos van a permitir incorporar un grado de eficiencia creciente en los consumos energéticos del sector. De este modo la intensidad desciende gradualmente en el primer período y luego permanece relativamente estabilizada.

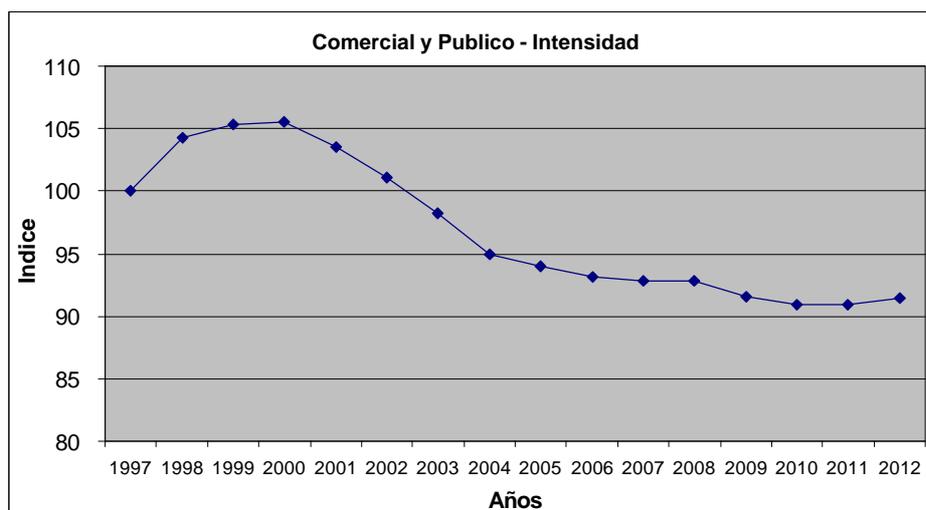
Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro que se muestra a continuación. El consumo sectorial anual se incrementa, al año horizonte, el 39.6% con respecto a los valores del año base.

Consumo Sector Comercial y Público
Valores en Millones de Gigajoules

	1997	2004	2008	2012
Electricidad	49.58	72.45	97.96	121.59
Gas Natural	60.18	78.42	99.89	116.79
Gas Licuado	0.75	0.66	0.64	0.52
Diesel Oil	2.93	2.98	2.90	2.37
Fuel Oil	2.35	2.40	2.34	1.91
Total	115.79	156.92	203.72	243.18

Los valores consignados en el cuadro anterior indican una tasa de crecimiento a.a. del 5.1% para el consumo total, en el período 1997-2012. Por su parte la Electricidad crece a una tasa del 6.2% a.a. y el Gas Distribuido lo hace al 4.5% a.a.. El resto de las fuentes están en regresión en valores absolutos, lo que implica tasas de crecimiento negativas para todas ellas.

Gráfico N° III.54



La relación de intensidad energética (considerando el Valor Agregado de los sectores productores de servicios –sin incluir Transporte–) muestran una ganancia de eficiencia del 8,5%, considerando los valores alcanzados en 1997. El resultado refleja las hipótesis asumidas sobre la mejora de eficiencia en los usos calóricos y eléctricos, con pautas similares a las adoptadas para el Sector Residencial.

La diferente evolución de la intensidad en este escenario con respecto al escenario bajo y medio se relaciona con una tasa de crecimiento diferente del Valor Agregado Sectorial, mayor en este caso, lo que implica una mayor ganancia de eficiencia ante una evolución “más dinámica” del nivel de actividad sectorial.

3.2.3. Sector Transporte

Introducción

Ya se especificó que dada la relevancia del sector, el mismo se analiza con un grado importante de desagregación. En tal sentido, los subsectores identificados son: Transporte de pasajeros urbano, Transporte de pasajeros interurbano y Transporte de cargas. La descripción de las características más relevantes, desde el punto de vista energético, de cada uno de ellos ya fue realizada en este mismo capítulo.

En lo referente a las pautas específicas, las mejoras técnicas previstas y la penetración de fuentes, las mismas son similares a las definidas para el resto de los escenarios y ya han sido especificadas.

Resultados del Escenario

Como resultado de las hipótesis asumidas y las pautas definidas para el escenario, el modelo arroja los siguientes consumos para el sector en su conjunto:

Consumo Sector Transporte
Valores en Millones de Gigajoules y Porcentajes

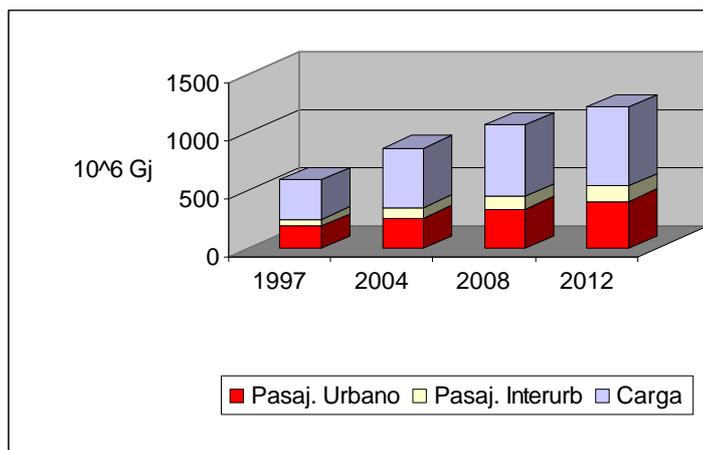
Fuente	1997	1997	2004	2004	2008	2008	2012	2012
Diesel Oil	303.83	52.0%	465.05	54.1%	561.72	53.1%	632.51	52.3%
Gasolina	190.64	32.7%	253.65	29.5%	314.70	29.8%	360.20	29.8%
GNC	43.92	7.5%	69.61	8.1%	91.24	8.6%	112.44	9.3%
Kero/JP	40.56	7.0%	65.27	7.6%	82.70	7.8%	96.49	8.0%
FO	3.09	0.5%	3.82	0.4%	4.27	0.4%	4.73	0.4%
EE	1.59	0.3%	2.21	0.3%	3.00	0.3%	3.26	0.3%
Total	583.64	100.0%	859.61	100.0%	1057.62	100.0%	1209.63	100.0%

La tasa de crecimiento anual acumulativa entre extremos alcanza el 5.0%, mientras que la fuente con mayor crecimiento es el GNC (6,5% a.a.) si bien hay que considerar que se inicia con una participación muy baja y ya

viene mostrando una dinámica relativamente fuerte, seguida por el Combustible Jet (6,0% a.a.). La fuente de menor crecimiento es el Fuel Oil (2,9% a.a.).

La dinámica supuesta para los diferentes subsectores y en diferentes períodos, genera tasas de crecimiento dispares para cada uno de ellos si se considera la totalidad del plazo de prospectiva. Mientras el subsector pasajeros urbanos muestra una tasa total del 5,24% a.a., los consumos energéticos del transporte de pasajeros interurbanos crece al 5,17% a.a. y el transporte de carga al 4,8% a.a.. En consecuencia, la estructura subsectorial se modifica, perdiendo participación las cargas y ganando relevancia el transporte de pasajeros.

Gráfico N° III.55
Evolución del consumo total y subsectorial



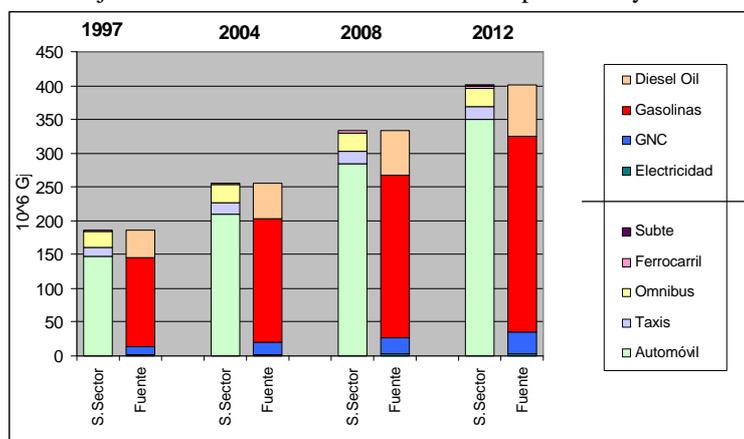
Transporte urbano de pasajeros

Es el subsector de mayores tasas de crecimiento, ganando participación en los consumos totales del sector (32% en el año base al 33% en 2012). Con un consumo de 300.82 millones de Gigajoules en 2012, el subsector es el mayor responsable del consumo de gasolina del sector.

El modo Automóvil Particular refuerza su preeminencia (84% del consumo subsectorial en 2012). El resto de los modos mantienen o disminuyen su participación.

La fuente predominante sigue siendo la gasolina. Sin embargo, pierde participación, desplazada por el GNC y el diesel oil.

Gráfico N° III.56
Pasajeros Urbanos. Evolución del consumo por modo y fuente



El subsector continuará basado en el consumo de fuentes no renovables; los derivados de petróleo siguen siendo dominantes; la penetración del gas permite un cierto grado de diversificación y conlleva un efecto positivo sobre las

emisiones específicas del subsector y los modos de transporte masivo siguen jugando un rol relativamente marginal en los consumos energéticos subsectoriales.

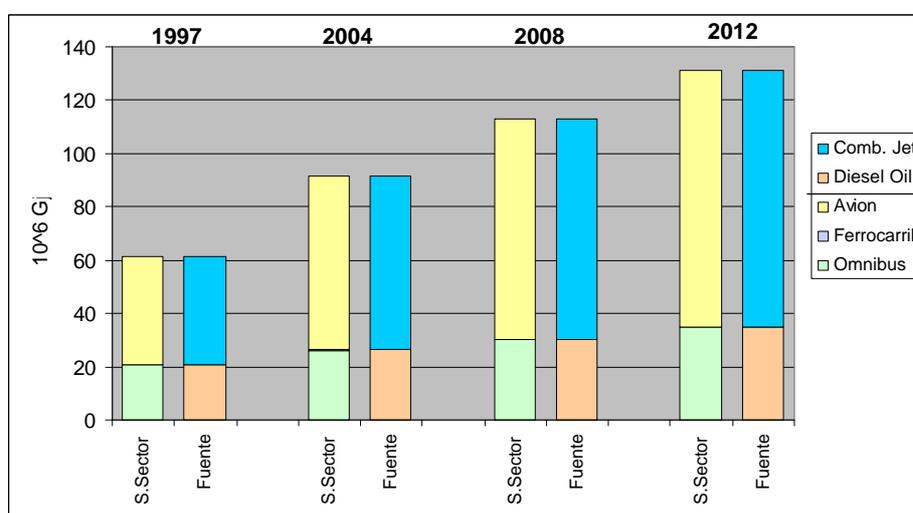
Transporte interurbano de pasajeros

El subsector pasajeros interurbano muestra una tendencia creciente (en cuanto a participación) durante la mayor parte del período de análisis, alcanzando, al año horizonte una participación levemente superior a la que mostraba en el año base.

Con un consumo de 131.36 millones de Gigajoules en 2012, el subsector alcanza el 11,0% de los consumos sectoriales, siendo, responsable de la totalidad del consumo de Combustible Jet (JP) del sector.

No existiendo hipótesis de penetración de nuevas fuentes en este subsector, los consumos se mantienen concentrados en las mismas fuentes utilizadas en el presente, descansando 100% sobre derivados de petróleo.

Gráfico N° III.57
Evolución del consumo por modo y fuente



Se han considerado tres modos: Omnibus interurbanos, Ferrocarril y Avión. Como consecuencia de las transformaciones institucionales del sector –en particular, la suspensión del servicio de pasajeros interurbanos por ferrocarril y concesión a agentes privados de los ferrocarriles urbanos, más rentables- el medio ferrocarril prácticamente desaparece de los consumos del subsector – si bien en el pasado reciente ya tenía un rol menor -, representando en el año base menos del 1% de los consumos.

En consecuencia, el transporte colectivo carretero y el transporte aéreo concentran a futuro el 99,9% de los consumos subsectoriales. La fuente predominante sigue siendo el JP.

Transporte de cargas

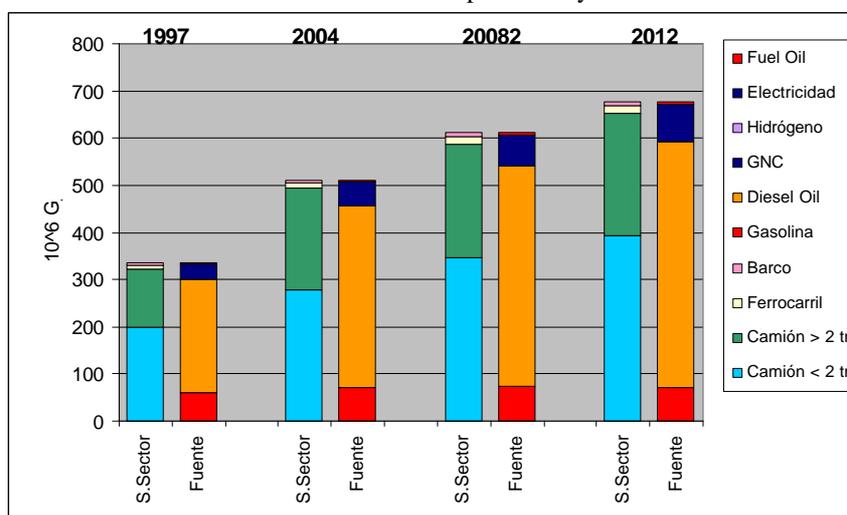
El transporte de cargas será responsable de más del 56% de los consumos sectoriales (en 2012), con una dinámica que disminuye su responsabilidad actual. Crece a una tasa del 4,8% a.a. entre extremos. Las tasas de crecimiento se han supuesto variables para diferentes períodos, con una aceleración importante en el período 1997-2004 como resultado de las hipótesis del escenario socioeconómico.

Con un consumo de 677.76 millones de Gigajoules en 2012, el subsector es el gran responsable del consumo de diesel oil. El resto de los combustibles utilizados son: gasolina, GNC y Fuel oil.

En cuanto a los modos considerados son: los Camiones, Ferrocarril y Navegación Fluvial y Marítima. El modo Camión de mas de dos toneladas mantiene un peso significativo en los consumos del subsector. Junto a los camiones de menor porte, el transporte por camiones absorbe, en 2012, más del 96% de la energía del subsector.

Manteniéndose el rol dominante del diesel oil, y sin que se produzcan modificaciones sustantivas entre modos, los únicos elementos a destacar es la penetración del GNC en camiones de menos de dos toneladas. Las gasolinas tienen una franca tendencia regresiva, sustituidas por el GNC y Diesel Oil.

Gráfico N° III.58
Evolución del consumo por modo y fuente



El subsector continuará basado en el consumo de fuentes no renovables; los derivados de petróleo siguen siendo dominantes; la penetración del gas permite un cierto grado de diversificación y conlleva un efecto positivo sobre las emisiones específicas del subsector. Los efectos que estos resultados tienen sobre las emisiones se verán en el ítem específico.

3.2.4. Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca

La extrapolación de las tendencias históricas, toma como variable explicativa el nivel de actividad representado por el Valor Agregado del Sector, asumiendo un incremento de la intensidad energética; siguiendo pautas similares al resto de los escenarios.

De acuerdo a las hipótesis definidas en el escenario socioeconómico, la tasa de crecimiento del Valor Agregado será del 2,95% a.a., para el período 1997-2012, mientras que la tasa de crecimiento para el consumo de energía será el 3,8% a.a.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la variable explicativa, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro que se muestra a continuación

Consumo Sector Agropecuario, Silvicultura y Pesca
Valores en Millones de Gigajoules y Porcentajes

	1997	1997	2004	2004	2008	2008	2012	2012
EE	1.93	1.9%	2.47	2.0%	3.02	2.0%	3.51	2.0%
DO	95.94	95.6%	121.40	96.2%	147.39	96.6%	170.27	97.0%
BIO	2.55	2.5%	2.30	1.8%	2.15	1.4%	1.76	1.0%
Total	100.42	100.0%	126.17	100.0%	152.56	100.0%	175.54	100.0%

3.2.5. Sector Industrial

El Sector Industria fue desagregado en dos módulos: Industrias Energo Intensivas que comprende las ramas: Papel e Imprentas; Química, Petróleo, Caucho y Plásticos; Minerales No metálicos; Hierro y Acero e Industria No Energo Intensiva, comprendiendo el resto de las ramas.

Características

Modulo	Consumo de Energía (10 ⁶ Gj)	Porcentaje (%)	Valor Agregado (1997 en \$ 1986)	Porcentaje (%)	Intensidad E/VA
Energo Intensivas	304.35	58,5%	1345.4	39,0%	226,2
No Energo Intensivas	216.21	41,5%	2102.8	61,0%	102,8
Total	520.56	100,0%	3448.2	100,0%	151,0

Pautas definidas para el escenario

Del conjunto de potenciales variables explicativas analizadas, la que aparecía con mayor significación sobre los consumos energéticos resultó ser el Valor Agregado. De acuerdo al escenario socioeconómico, las pautas de crecimiento del VAI (Valor Agregado Industrial) para cada uno de los módulos, expresadas por las tasas a.a. por período fueron las siguientes:

Período	Energo	No Energo	Total
1997-2004	5.2%a.a.	2.3%a.a.	3.6%a.a.
2004-2008	6.5%a.a.	6.0%a.a.	6.2%a.a.
2008-2012	4.1%a.a.	3.7%a.a.	3.9%a.a.

Resultados del escenario

Las proyecciones del consumo energético sectorial se presentan en forma agregada para las actividades clasificadas como energointensivas y para las no energointensivas.

Las actividades energointensivas insumían 304,35 millones de GJ en 1997 y llegarán a 663.37 en el año 2012. La evolución de estos consumos así como las tasas respectivas son las siguientes:

Actividades energointensivas. Escenario de base
Consumo de energía y tasas de crecimiento (106 GJ y %)

	1997	2004	2008	2012	1997/ 2012
Energía	304.35	438.19	564.12	663.37	
Tasas a.a.		5.3	6.5	4.1	5.3

La importancia de las fuentes en cada año de corte se muestra en la tabla siguiente, donde puede observarse que crece la participación del Gas Natural, la Biomasa (otras primarias).

CAPITULO III Segunda parte

Industrias energointensivas
Evolución del consumo de energía por fuente
Millones de GJ

Fuente	1997	2004	2008	2012
Carbón Mineral	0.0	0.8	1.5	2.5
Otras Primarias	44.8	71.1	96.4	119.0
Electricidad (SP)	51.8	68.0	82.7	91.6
Electricidad (AP)	16.7	21.7	26.2	28.8
Gas Natural	134.6	214.7	291.7	361.1
GLP	0.6	0.7	0.9	0.9
Gas Oil	1.5	1.6	1.7	1.5
Fuel Oil	20.1	17.6	14.4	7.2
Carbón Residual	12.8	17.4	21.6	24.4
No Energético	10.7	12.8	14.4	14.7
Gas de Coquería	4.9	5.4	5.8	5.4
Gas de Alto Horno	5.6	5.3	4.9	3.5
Coque de Carbón	0.2	1.1	1.9	2.9
Total	304.4	438.2	564.1	663.4

En cuanto a las actividades no energointensivas, los resultados son los siguientes.

Actividades No energointensivas. Escenario de base
Consumo de energía y tasas de crecimiento (10⁶ GJ y %)

	1997	2004	2008	2012	1997/ 2012
Energía	216.2	253.72	319.89	370.45	--
Tasas a.a.		2.3%	6.0%	3.7%	3.7%

En el período 1997/2012 aumentan su participación el Gas Natural, disminuyendo levemente el resto de las fuentes. El crecimiento del consumo energético es inferior en este grupo (NEI) de actividades que en el EI, lo que debe atribuirse en parte a un crecimiento menor de la variable explicativa (VAI) para las actividades NEI.

Industrias no energointensivas
Evolución del consumo de energía por fuente

Fuente	1997	2004	2008	2012
Otras Primarias	36.4	42.4	53.3	61.5
Electricidad	42.0	54.4	72.2	87.8
Gas Natural	118.9	140.7	178.3	207.5
GLP	0.5	0.5	0.7	0.7
Gas Oil	1.2	1.3	1.7	1.9
Fuel Oil	6.6	7.5	9.2	10.4
Carbón Residual	10.4	6.6	4.3	0.4
Coque de Carbón	0.2	0.2	0.3	0.4
Total	216.2	253.7	319.9	370.5

3.2.6. Sector No Energético

El consumo energético total y por fuente del sector, alcanza los valores consignados en el cuadro siguiente.

CAPITULO III Segunda parte

Consumo Sector No Energético Valores en Millones de Gigajoules

	1997	2004	2008	2012
Gas Natural	7.95	11.42	14.04	17.26
GLP	21.89	31.43	38.64	47.50
Gasolina	40.60	58.29	71.66	88.10
No Energ.	62.79	87.76	106.27	128.68
Gas de Ref.	1.42	2.04	2.51	3.09
Total	134.66	190.94	233.12	284.64

La tasa de crecimiento a.a. es del 5.1% para el consumo total, en el período 1997-2012.

La estructura por fuente se modifica levemente, reflejando la tendencia histórica. Crece la participación del Gas Natural, Gasolina y Gas Licuado y disminuye la participación de los No Energéticos.

3.2.7. Sector Consumo Propio

La evolución del Consumo Propio esta directamente vinculada al nivel de actividad del sistema de abastecimiento y al rol que juegan las diferentes fuentes.

Como ya se explicara, se trata de un sector cuya demanda es netamente “derivada” del nivel de actividad del abastecimiento, es decir de la demanda final de energía. La proyección se hizo relacionando el consumo propio de cada fuente con la demanda de la propia fuente, con excepción de la electricidad, consumida básicamente por el sector de hidrocarburos. En consecuencia, el nivel de consumo propio de electricidad depende del nivel de actividad de la industria del petróleo.

Como resultado de las hipótesis asumidas y el comportamiento de la demanda final de energía, el consumo energético total del sector y su estructura por fuente alcanza los valores consignados en el cuadro que se muestra a continuación.

Consumo Propio Valores en Millones de Gigajoules y Estructura porcentual

	1997	2004	2008	2012
EE (SP)	8.1	9.97	11.22	12.62
EE(AP)	1.2	1.46	1.65	1.85
Gas Natural	182.0	282.83	363.85	468.08
Gas de Ref.	14.5	18.81	21.42	24.39
Gasolina	1.2	1.52	1.74	1.98
Kerosene	1.4	1.52	1.97	2.25
Diesel Oil	3.6	4.52	5.15	5.86
Fuel Oil	28.4	35.62	40.56	46.19
Carbón Res.	0.5	0.58	0.66	0.75
Total	241.3	357.04	448.20	563.96

Los valores consignados en el cuadro anterior indican una tasa de crecimiento a.a. del 5.8% para el consumo total, en el período 1997-2012.

3.2.8. Los resultados agregados

Como resultado de los análisis realizados para cada uno de los sectores y las hipótesis generales asumidas para el escenario socioeconómico, se obtienen la demanda final total para los años de corte definidos: 2004, 2008 y 2012.

CAPITULO III Segunda parte

Consumo total. Valores en Gj y %

FUENTES	1997	1997	2004	2004	2008	2008	2012	2012
Biomasa y O/Prim.	97.49	4.8%	132.53	4.7%	170.73	4.9%	202.08	4.9%
Carbones	24.12	1.2%	26.67	0.9%	30.34	0.9%	31.27	0.8%
Deriv. de Petróleo	755.63	37.0%	1056.04	37.4%	1275.4	36.5%	1443.3	35.3%
Electricidad	239.62	11.7%	333.64	11.8%	432.78	12.4%	523.14	12.8%
Gas Distribuido	760.94	37.3%	1069.04	37.9%	1353.65	38.7%	1622.66	39.7%
GLP	63.60	3.1%	71.97	2.6%	78.47	2.2%	81.01	2.0%
Otros Gases	26.89	1.3%	31.61	1.1%	34.61	1.0%	36.3	0.9%
No Energético	73.51	3.6%	100.51	3.6%	120.71	3.5%	143.34	3.5%
TOTAL	2041.80	100.0%	2822.01	100.0%	3496.73	100.0%	4083.1	100.0%

Los datos correspondientes a los consumos totales y por fuente se detallan en el cuadro anterior, sobre cuyos contenidos pueden hacerse las siguientes observaciones:

- La tasa de crecimiento anual acumulativa entre extremos (1997/2012) alcanza al 4.7%.
- Las tasas por períodos son:

1997/2004	2004/2008	2008/2012
4.7% a.a.	5.5% a.a.	4.0% a.a.

- La productividad energética, medida sobre el consumo total (Consumo Final/PBI) evoluciona tomando los siguientes valores (índice 1997=100):

1997	2004	2008	2012
100.0	102.0	97.3	95.2

Es decir que muestra una mejora del 4.8%, para el 2012 en relación con los valores de 1997.

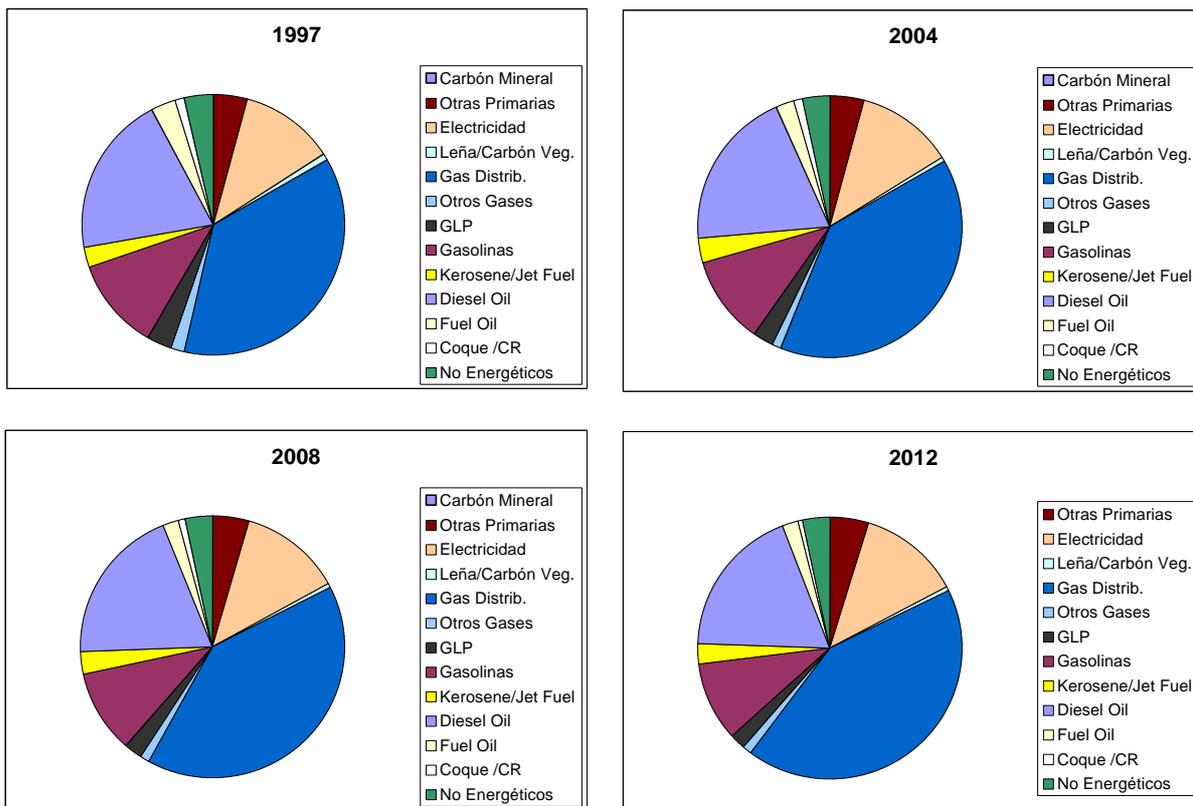
- El consumo final total se incrementa en los siguientes porcentajes con respecto a los valores del año base:

1997	2004	2008	2012
Base	+38%	+71%	+100%

En cuanto a los análisis por fuente, merecen destacarse los siguientes aspectos:

- El avance de Gas Distribuido que se mantiene como la fuente de mayor importancia, la pérdida de peso de los Derivados de Petróleo, GLP y Otros Gases y el leve incremento porcentual de la Electricidad.

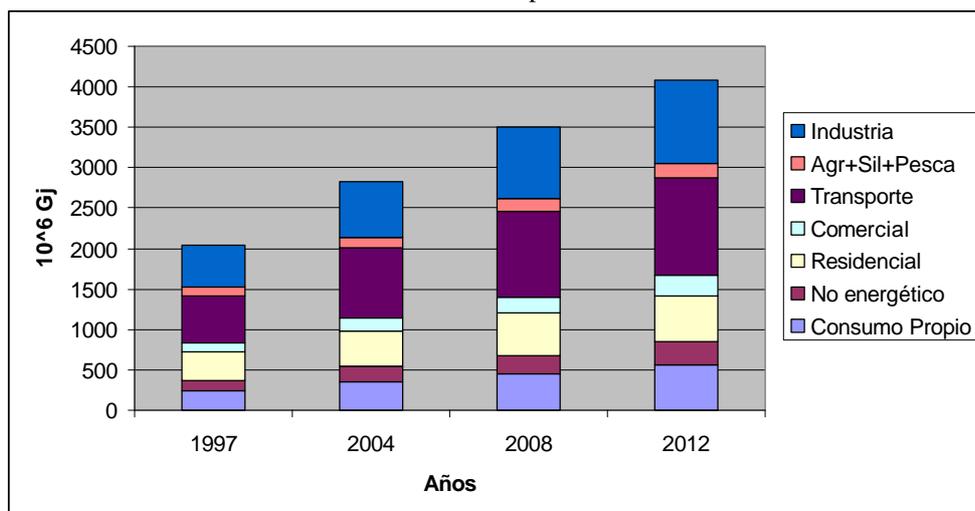
Gráfico N° III.59
Estructura por fuente del consumo final



En cuanto a la participación de los diferentes sectores, es necesario destacar que:

- El sector más dinámico es la Industria Energo Intensiva y el Consumo Propio.
- Los No Energéticos mantienen su participación, mientras que el resto de los sectores disminuyen levemente su importancia.
- El sector Transporte disminuye muy levemente su participación, con un porcentaje cercano al 26% continua siendo en sector de mayor consumo final.

Gráfico N° III.60
Consumo final por sector



3.3. El Abastecimiento Energético

Se presentan aquí las características que asumiría el abastecimiento de energía en el país en caso de darse el contexto definido en la Sección 1 y el comportamiento del consumo final detallado en la Sección 2. Para facilitar la interpretación de los resultados, en los párrafos siguientes se analiza la evolución de cada una de las industrias energéticas por separado y, finalmente, se realizan algunos comentarios sobre el uso de fuentes primarias de energía y la eficiencia global del sistema.

3.3.1. La industria eléctrica

Tal como se ha visto en la Sección anterior se espera que los consumos domésticos de electricidad crezcan en forma sostenida, el equivalente a una tasa del 5.3% anual acumulativo, hasta el año 2012. Desde el punto de vista de la generación local, a esta dinámica del consumo doméstico se superpondrían los intercambios del comercio exterior de electricidad que se incorporaron en el punto 1, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

Requerimientos de Electricidad

		1997	2004	2008	2012
Consumo Final	PJ	239,62	333,65	432,79	523,15
Tasa Anual	Subperíodo (%)		4.8	6.7	4.9
	Acumulada (%)			5.5	5.3
Importaciones	PJ	19,67	22,3	22,44	23,91
Exportaciones	PJ	3,30	54,23	78,78	94,61
Saldo Neto	PJ	-16,37	31,93	56,34	70,70
Requerimiento Total	PJ	223,25	365,58	489,13	593,85
Tasa Anual	Subperíodo (%)		7.3	7.6	5.0
	Acumulada (%)			7.4	6.7

Las importaciones de electricidad consignadas en el Cuadro corresponden a la parte de la generación de una central hidroeléctrica binacional (compartida con Paraguay), destinada al mercado argentino por encima del 50% que le corresponde a Argentina y las importaciones eventuales de Brasil y Uruguay. Las exportaciones, por su parte, responden a las hipótesis asumidas en punto 1, que reflejan las estimaciones realizadas por la Secretaría de Energía. Como puede apreciarse, el dinamismo de los generadores incrementará la necesidad de expandir la oferta local a una tasa del 6.7% anual acumulativo hasta el año 2012.

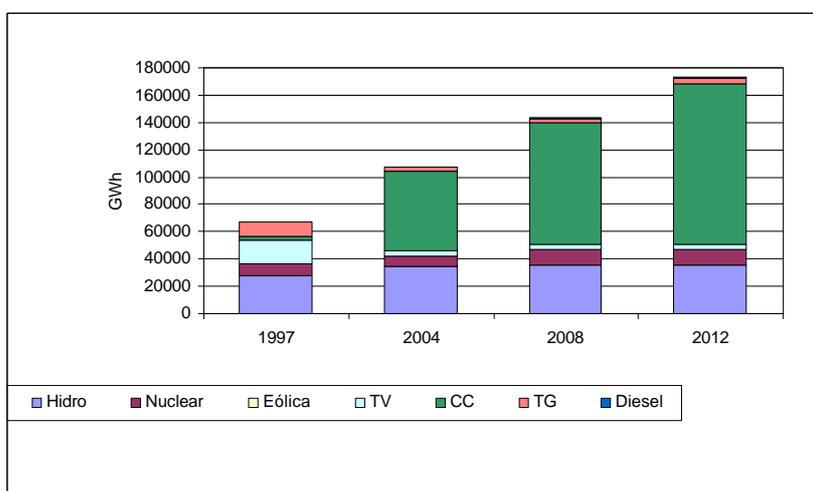
La dinámica del crecimiento implica incorporar hasta el año 2004, 8743 MW a la capacidad instalada en 1997, incluyendo 6876 MW en centrales térmicas convencionales y 1867 MW en centrales hidroeléctricas.

En el período 2004-2008 se incorporarían 8133 MW adicionales y entre el año 2008 y el 2012 deberían incorporarse al servicio casi 5962 MW netos para atender el crecimiento de la demanda y reemplazar equipamiento existente que habrá cumplido su vida útil.

Como puede observarse, el congelamiento de la oferta hidroeléctrica y nuclear después del año 2007 limita sensiblemente sus participaciones en la generación total, que de un 54% en el año base pasarían a ser de sólo el 27% en el año horizonte.

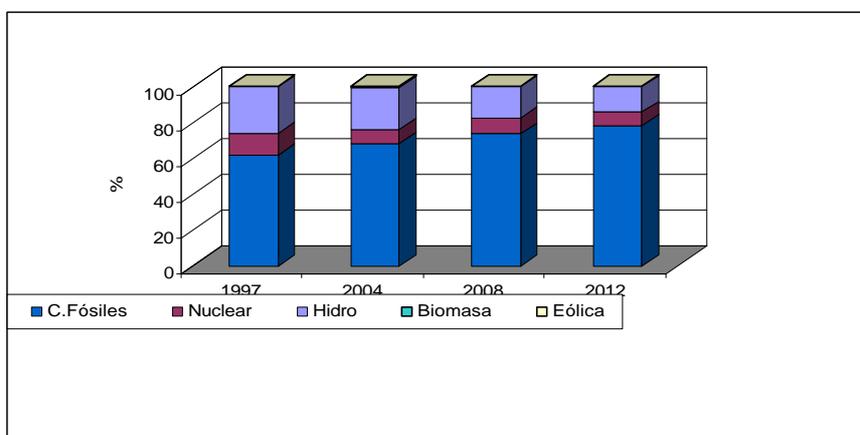
De esta forma, las centrales térmicas convencionales serían las responsables del abastecimiento de la demanda adicional, aumentando su participación en la generación total a un ritmo especialmente acentuado, hasta alcanzar al final del período el 73% frente a un 46% en el año base. Las centrales de ciclo combinado, por su parte, aportarían el 94% de la generación total proveniente de las centrales térmicas convencionales en el año 2012, cuando en 1997 aportaban solo el 3,8%.

Gráfico N° III.61
Generación por tipo de central



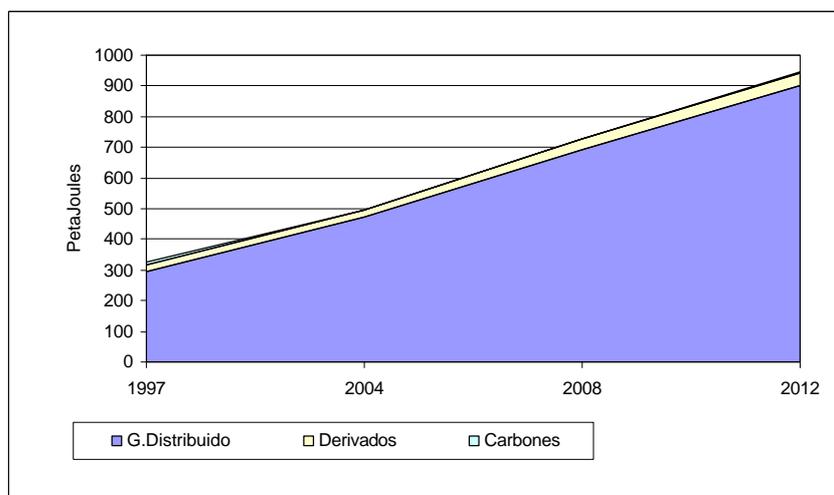
Estos cambios en la estructura de generación incidirán sobre la magnitud y tipo de fuentes energéticas insumidas en las centrales eléctricas. En lo que a estructura se refiere, a partir del año 2004 los combustibles fósiles crecerán en importancia hasta alcanzar el 67% del insumo total en las centrales eléctricas en el año 2012.

Gráfico N° III.62
Estructura de insumos en centrales eléctricas



Entre los combustibles fósiles, el gas natural tendrá un rol cada vez más determinante, representando el 96% del total de combustibles fósiles quemados en centrales eléctricas del servicio público en el año 2012. La expansión prevista en el uso del gas durante el período 1997-2012, tendrá un importante impacto sobre la industria del gas, tal como se verá más adelante.

Gráfico N° III.63
Consumo de combustibles fósiles en centrales eléctricas del Servicio Público



La evolución del consumo de derivados de petróleo, por su parte, estará altamente condicionada a la disponibilidad de gas. En tanto la producción de gas se expanda al ritmo requerido, las centrales eléctricas quemarán muy pocos combustibles líquidos (alrededor del 4,9% del total de combustibles fósiles).

El incremento futuro de la demanda de gas en centrales, por importante que parezca, ha sido atemperado, sin embargo, por el aumento supuesto en la eficiencia de las centrales térmicas. En efecto, la incorporación de ciclos combinados de última generación permitirá incrementar el rendimiento promedio de las centrales térmicas convencionales del 33,5% en 1997 al 48,2% en el año 2012. De no haberse supuesto este notable crecimiento en la eficiencia térmica, el consumo de combustibles fósiles hubiera sido un 42% superior al esperado.

Como ya se mencionara, esta hipótesis tendría dos efectos: ayuda a viabilizar un desarrollo del sistema energético basado en el uso intensivo del gas, reduciendo la presión sobre las reservas de gas natural y permite atemperar el crecimiento de las emisiones de GEI, que de otra forma acentuarían las consecuencias de un crecimiento sostenido de los consumos energéticos en el país.

3.3.2. La Industria del Gas

De acuerdo con las previsiones realizadas, cuyos resultados se muestran en el siguiente cuadro, la demanda interna del gas crecería en el Escenario Base a un ritmo equivalente a una tasa anual acumulativa cercana al 5,6% en el período 1997-2012.

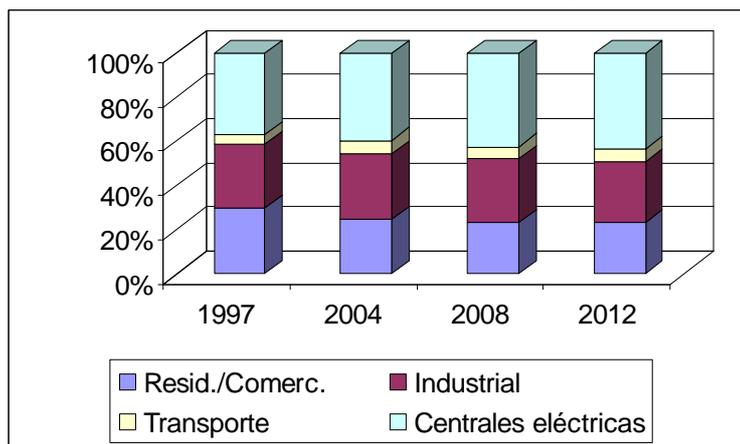
Demanda de Gas

		1997	2004	2008	2012
Res/Comercial	PJ	273,52	294,25	377,89	485,34
Industrial		253,55	355,43	470,03	568,56
Transporte		43,92	69,61	91,24	112,44
C.Eléctricas		336,80	471,18	693,02	903,68
Total Demanda Interna		907,79	1190,47	1632,18	2070,02
Tasa Anual	Subperíodo (%)		3,9	8,2	6,1
	Acumulada (%)			5,5	5,6
Saldo Comercio Exterior	PJ	-33,45	244,64	628,68	628,68

Dado que la expansión de la demanda interna no sería uniforme en todos los sectores de consumo, se producirían cambios estructurales en la composición sectorial, tal como se aprecia en el Gráfico N° III.62. En el año base, la demanda interna de gas implicaba, aproximadamente, 29% para la industria, 30% Residencial, Comercial y Público, en tanto el consumo de las centrales eléctricas representó el 37%, por su parte el gas natural comprimido (GNC) en el transporte sólo representaba el 5% de la demanda total.

Gráfico N° III.64

Estructura sectorial de la demanda interna de gas natural



La estrategia de los generadores eléctricos modificará esta estructura hacia el final del período analizado, ya que las centrales pasarán a representar casi el 44% de la demanda interna total de gas. Este hecho, junto a cierta penetración supuesta para el GNC en el transporte, reducirán la participación de los consumos residenciales y comerciales al 23% y la industria al 28%.

Sobre la base de los requerimientos esperados de gas, se estimó la evolución de la producción bruta nacional de gas natural teniendo en cuenta:

- las pérdidas de transporte y distribución,
- el consumo propio de la industria del gas,
- la extracción de hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural, y
- el gas aventado en yacimientos.

Tal como se aclarara en el planteo del Escenario de Base, los cambios más importantes se esperan en el venteo de gas. Se espera reducir el porcentaje de gas aventado respecto de la producción del 5,8% en 1997 al 3,0% en el 2012, en gran parte relacionado con el menor ritmo de crecimiento de la producción de crudo con gas asociado.

Si bien este estudio está centrado en la estimación del uso futuro de energía y tiene como objetivo analizar los cambios que en él produciría la implementación de medidas y/o acciones de mitigación, se trató de reflejar las consecuencias de la expansión esperada de la producción de gas sobre las reservas. Para ello fue necesario hacer una estimación sobre la magnitud que podrían asumir los descubrimientos futuros de gas en el país.

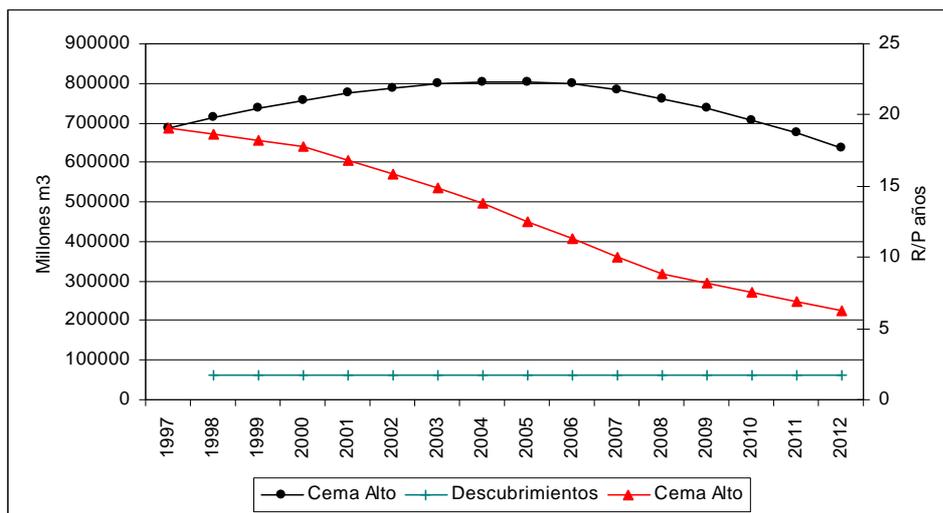
Se supuso que la incorporación de nuevas herramientas en los estudios sismográficos, junto con los mayores esfuerzos exploratorios, permitirán incrementar en un 40% el volumen de los descubrimientos de nuevas reservas registrado en los últimos años en el país. De esta forma, se estimó que entre 1997 y el año 2012 se descubrirían en promedio 63853 millones de m³ de gas al año. Cabe aclarar que este ritmo de incorporación de reservas de gas puede catalogarse de optimista⁽²²⁾.

A partir de estas hipótesis, se calculó la relación Reservas/Producción como indicador del horizonte temporal de la actividad bajo las condiciones vigentes cada año, que se muestra en el Gráfico N° III.63.

Gráfico N° III.65

Relación reservas/producción en la industria del gas

(22) La Secretaría de Energía en su estudio de Prospectiva 1997, donde supone que los descubrimientos anuales de gas bajarán en el futuro de los 50000 millones de m³ actuales hasta estabilizarse alrededor de los 40000 millones de m³.



Como puede observarse, la relación Reservas/Producción desciende gradualmente con el incremento de la producción, hasta alcanzar valores levemente superiores a los 6 años en 2012, a pesar de haber considerado que se descubren en el período todos los recursos disponibles, entre ellos las reservas potenciales. Se trata, en consecuencia, de un escenario que coloca una presión muy alta sobre las reservas de gas, si se pretende mantener un horizonte de reservas de alrededor de 10 años (de hecho las predicciones del escenario no permitirían lograrlo).

Tal como se manifestara anteriormente, la tendencia en la evolución de este indicador pone un signo de interrogación al sostenimiento de las exportaciones en horizontes más lejanos. La conformación de un mercado regional de gas, incluyendo las reservas de Bolivia y, eventualmente, Perú podría viabilizar más una estrategia de uso intensivo de esta fuente, pero dependería de que el desarrollo del mercado brasileño fuera moderado.

La alternativa de incrementar los esfuerzos exploratorios y esperar mayores descubrimientos de reservas que las supuestas en este estudio, pareciera ser una alternativa poco probable. La evolución de las Reservas significa incorporar a lo largo del período 957,8 miles de millones de m³ a las reservas comprobadas en 1997. Por lo tanto, el recurso gasífero argentino debería ser de por lo menos 2000 miles de millones de m³.

Un tema que, seguramente, requerirá un análisis más profundo es la evolución de las reservas en cada una de las cuencas productivas, los volúmenes de producción y la adecuación del sistema de transporte, que por sus características escapa a los alcances de este proyecto.

La posibilidad, entonces, de consolidar en el futuro una estrategia de abastecimiento energético que gire alrededor del uso intensivo del gas dependerá del esfuerzo realizado en la exploración de las cuencas sedimentarias dentro del territorio nacional y del éxito alcanzado en esta tarea.

3.3.3. La industria petrolera

En el cuadro siguiente se vuelca la evolución esperada del consumo total de derivados del petróleo en el país, incluyendo tanto el consumo previsto en los sectores de consumo final como su utilización en centros de transformación, con independencia de que el uso al cual se destinen sea energético o no. En el Cuadro se incluyen, también, las tasas anuales promedio de crecimiento en cada Subperíodo, así como las correspondientes al período acumulado desde el año base.

A los efectos de la presentación de los valores, los derivados del petróleo fueron categorizados en: livianos (GLP, Kerosene, Gasolina y Gas de Refinería); intermedios (diesel oil); pesados (fuel oil y Carbón Residual); y productos no energéticos.

Como puede apreciarse, se espera que en el Escenario de Base el consumo de derivados crezca a un ritmo equivalente al 1.9% anual acumulativo en el período 1997-2012.

Consumo de Derivados del Petróleo

1997	2004	2008	2012
------	------	------	------

CAPITULO III Segunda parte

Livianos	PJ	366,11	485.01	586.59	667.04
Intermedios		408,98	596.90	720.49	814.39
Pesados		84,23	91.53	97.36	95.89
No energéticos		62,79	87.76	106.27	110.65
Consumo Total		922,11	1261.20	1510.71	1687.97
Tasa Anual	Subperíodo (%)		4.6	4.6	2.8
	Acumulada (%)			4.6	4.1

Se observa una tasa de crecimiento inferior al ritmo del consumo total y al nivel de actividad económica, con lo cual la participación de derivados de petróleo en el consumo total y la intensidad de los mismos pierde importancia a medida que nos aproximamos al año horizonte.

Desde el punto de vista de la capacidad instalada de refinación, en el 2004 se requeriría la instalación de otra destilería con una capacidad de 11700 m³/día operativo, equivalente a la destilería de Campana de Esso, cuya capacidad es de 15000 m³/día operativo. De esta manera este escenario estaría adelantando en 4 años la necesidad de instalar una nueva refinería en el país si lo comparamos con el escenario medio.

Si calculamos la diferencia de capacidad de refinación atmosférica que se requeriría en este escenario entre 1997 y el 2012, se debería contar al final del período con una nueva destilería con capacidad de refinación de 40000 m³/día operativo, la que pasaría a ser la destilería más grande del país (en la actualidad la destilería de La Plata es la más grande del país y posee una capacidad de 32000 m³/día operativo).

Desde el punto de vista de infraestructura de refinación, este escenario parece ser poco realista ya que nadie en el país está hablando acerca de realizar semejantes inversiones en los próximos años.

Desde el punto de vista de la capacidad la producción requerida de petróleo, el escenario fue calculado considerando una máxima producción de petróleo para cada año de corte, siendo la exportación la variable de ajuste.

Producción Petróleo (millones m³)	
1997	48,6
2000	47,5
2004	51,1
2008	49,1
2012	46,3

En este escenario la exportación e importación de crudo resultó:

En millones m ³	Exportación	Importación
1997	19,6	1,07
2000	18,4	0
2004	10,9	0
2008	0	0
2012	0	3,2

Se puede apreciar que en este escenario la importación se interrumpe en 1997 y se retoma en el 2012, ya que la producción local no podría abastecer los requerimientos nacionales de crudo.

Por otra parte las exportaciones se deberían interrumpir luego del 2004. Sin dudas aquí el impacto del fuerte crecimiento económico traería aparejado un crecimiento en al demanda de derivados que sin dudas impacta negativamente sobre los recursos locales.

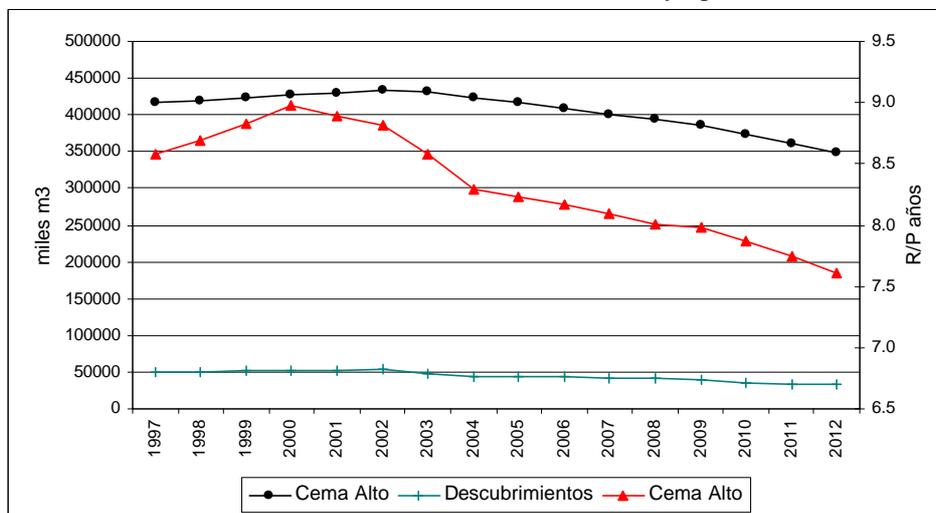
A fines de 1998 las reservas eran de 438 millones de m³(23), correspondientes a un volumen in situ de 2283 millones de m³, vale decir que el porcentaje de recuperación era de sólo el 19%. Suponiendo que la incorporación de nuevas técnicas en la explotación petrolífera permitiera elevar el porcentaje de recuperación al 30%, las reservas actuales podrían incrementarse en 274 millones de m³, aún cuando no se descubrieran nuevos yacimientos.

Dado que se ha supuesto que las empresas petroleras argentinas privilegiarán sus inversiones en el exterior, en el contexto de su estrategia por internacionalizar sus actividades, se estimó que el ritmo de incorporación de nuevas

(23) Secretaría de Energía – Informe de la Subsecretaría de Combustibles – Junio 1999.

reservas petroleras en el país alcanzaría los 44,4 millones de m³ anuales, un 15% por encima de los promedios históricos. Estos valores significarían la incorporación en total de 711 millones de m³, provenientes de una mayor eficiencia en la explotación y del descubrimiento de nuevos yacimientos.

Gráfico N° III.66
Evolución de las Reservas de Petróleo y r/p



Esta disponibilidad del recurso petrolífero en la Argentina, junto con la imposición de mantener una relación Reservas/Producción de alrededor de 8 años, limitaría las posibilidades de expansión de la producción de crudo nacional, a pesar de la gran dinámica que mostraron las empresas privadas en los últimos años. En función de estas consideraciones se estimó que la producción de crudo nacional evolucionaría de acuerdo a los datos consignados más arriba.

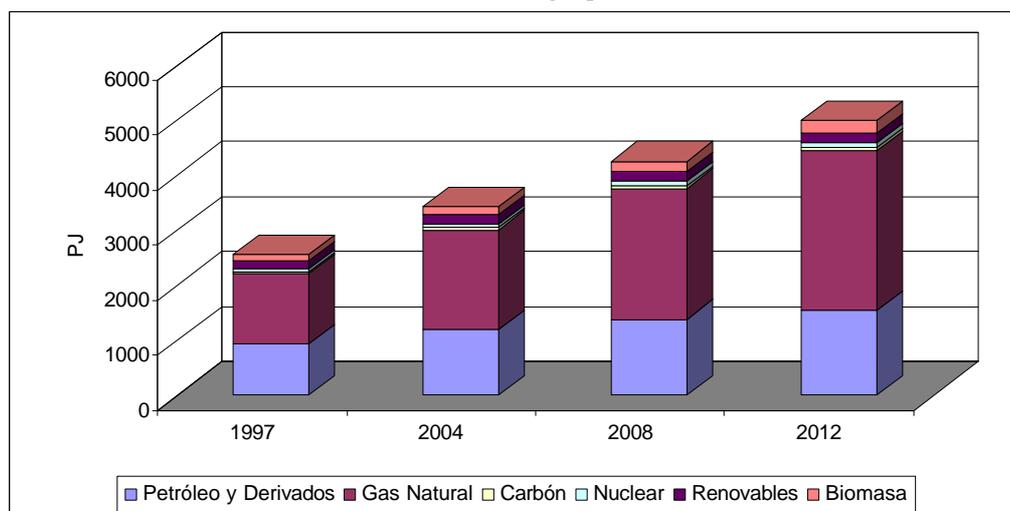
La producción total resultante sería de 779,85 millones de m³. Como consecuencia de estas estimaciones de producción, los saldos exportables serían decrecientes, tal como ya se indicara.

3.3.4. Los consumos de energía primaria

El funcionamiento antes descrito del sistema energético supone un crecimiento del consumo de energía primaria hasta el 2012 a una tasa del 4,5% anual acumulativa, a un ritmo relativamente constante.

La expectativa de un uso más intensivo del gas en todos los sectores, incluyendo la generación eléctrica, permitiría acentuar el proceso histórico de sustitución del petróleo y sus derivados.

Gráfico N° III.67
Consumo de energía primaria



En efecto, el gas natural aumentaría su participación en el consumo de fuentes primarias alcanzando más del 58% en el año 2012. La mayor parte de este incremento se lograría a expensas de la sustitución del petróleo y derivados, que sería responsable de abastecer alrededor del 31% del consumo de energía primaria en el año horizonte, frente al 37% de 1997.

Sin embargo, el uso intensivo del gas en las centrales eléctricas afectaría también la participación de las fuentes renovables, del combustible nuclear y del carbón que, en conjunto, perderían casi 2 puntos. Dentro de la categoría de fuentes renovables se incluyeron la Hidroelectricidad, en franca regresión en la generación eléctrica, y la energía eólica, con escasa penetración en la generación eléctrica en pequeños sistemas aislados.

El mayor consumidor de combustibles de la biomasa en la Argentina, como se vio, es la industria a través del aprovechamiento de residuos combustibles. La estabilidad en la participación de estas fuentes en los consumos de energía primaria refleja, entonces, que las actividades agroindustriales que usan biomasa tendrán una expansión similar a la del conjunto del sistema energético.

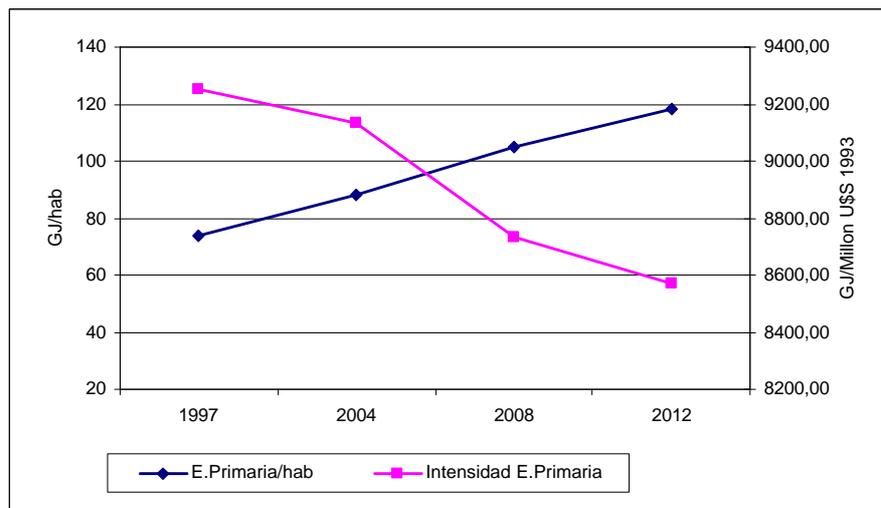
La regresión de las fuentes renovables y de la nuclear produciría un incremento en la participación total de los combustibles fósiles, pasando del 86,6% al 90,1% al final del período, si bien se usarían en mayor proporción combustibles “más limpios” en términos de emisiones de GEI como el gas natural.

Al margen de los cambios estructurales en la composición del consumo de energía primaria, un punto a destacar es el incremento que se produciría en la eficiencia del abastecimiento energético, entendiendo por tal a la relación entre el consumo final de energía en el país y el correspondiente consumo de fuentes primarias para abastecerlo.

Cabe esperar que la eficiencia se incremente en los próximos años, pasando del 79% de 1997 al 82,1% en el año 2012. Este incremento es la resultante de haber asumido una reducción de las pérdidas de transporte y distribución eléctrica, de la renovación del parque térmico convencional de generación eléctrica con centrales térmicas de alta eficiencia y de la disminución del venteo de gas en yacimientos.

El aumento de eficiencia en el abastecimiento se refleja en el indicador de intensidad que disminuye casi un 7%.

Gráfico N° III.68
Intensidad energética y consumo per capita



En el mismo gráfico se volcó la evolución esperada de los consumos de energía primaria per cápita, que tendrían una tendencia francamente creciente debido a la baja tasa de crecimiento demográfico de Argentina.

3.4. Las emisiones de GEI

De acuerdo con los resultados del Inventario de Emisiones de Gases con Efecto Invernadero (GEI), los gases que se contabilizan son: CO₂, CH₄, N₂O, NO_x y CO para todos los escenarios. Por su parte, en el caso de los gases directos se han realizado cálculos utilizando los factores de calentamiento para reducirlos a CO₂ equivalente⁽²⁴⁾.

La evolución de las emisiones de estos gases, resultante de las hipótesis del Escenario, se muestra en el cuadro siguiente, donde se incluyeron también los valores determinados en el Inventario a fin de poder comparar la evolución reciente con las expectativas de largo plazo.

(24) A los efectos de la comparación de los volúmenes de los diferentes GEI se adoptaron los siguientes factores para el potencial de calentamiento:
CH₄: 21 (Fte: IPCC-1995)
N₂O: 310 (Fte: IPCC-1995)

CAPITULO III Segunda parte

Emisiones de GEI en el Escenario Base ⁽²⁵⁾

Tipo Gas	Unidad	Inventario		Estudio de Mitigación			
		1990	1994	1997	2004	2008	2012
CO ₂	Gg	95197	111856	122363	168260	211090	247340
Tasa Anual	Subperíodo		4.1%	3.0%	4.6%	5.8%	4.0%
	Acumulado 97						4.8%
CH ₄	Gg	482.1	594.9	716.19	734.77	894.01	1030.24
Tasa Anual	Subperíodo		5.4%	6.4%	0.5%	5.0%	3.6%
	Acumulado 97						2.5%
N ₂ O	Gg	05400	0.5300	0.5100	0.6366	0.7802	0.8965
	Subperíodo		-0.5%	-2.1%	3.6%	5.2%	3.5%
	Acumulado 97						4.0%
NO _x	Gg	447.7	580.6	599.10	849.77	1032.94	1184.11
Tasa Anual	Subperíodo		6.7%	3.2%	5.2%	5.0%	3.5%
	Acumulado 95						4.7%
CO	Gg	2086.8	2522.3	2432.0	2593.1	3208.4	3669.7
Tasa Anual	Subperíodo		4.9%	-1.2%	4.3%	5.5%	3.4%
	Acumulado 95						4.4%
COVDM		332.6	389.20	372.3	477.4	582.9	656.6
Tasa Anual	Subperíodo		3.3%	-3.1%	4.4%	5.1%	3.0%
	Acumulado 95						4.2%

Como puede observarse en el Cuadro, las emisiones más importantes en el sistema energético corresponden al dióxido de carbono siendo, además, el gas directo que presenta las mayores tasas de crecimiento de sus emisiones.

En los párrafos siguientes se analiza la evolución esperada de las emisiones de cada uno de los 5 gases analizados, profundizando el análisis de las emisiones de CO₂, dada su importancia relativa.

3.4.1. Las emisiones de CO₂

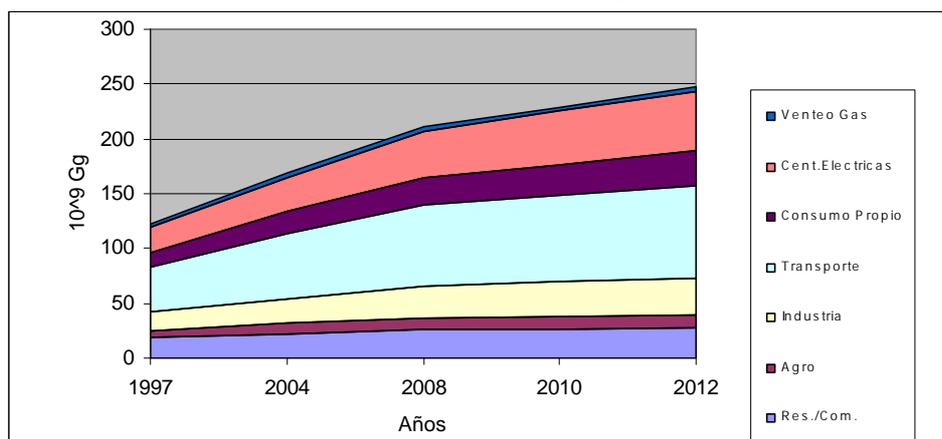
Evolución de las emisiones totales de CO₂

El crecimiento promedio previsto del 4.8% anual acumulativo supera los registros históricos y se explica por la diferente estructura de fuentes energéticas.

Se observa que el crecimiento es mayor hasta el 2008 y que después de dicho año el aumento de las emisiones se desacelera levemente dado el menor ritmo de crecimiento del consumo y la estrategia de abastecimiento energético, tal como se observa en el Gráfico N° III.67.

(25) Los datos incluidos en este cuadro para los años 1990 y 1994, han sido ajustados respecto de las cifras de los inventarios presentados originalmente, de acuerdo a los datos consignados en el informe: "Inventario de emisiones de Gases de Efecto Invernadero Sector Energía" – Julio 1999

Gráfico N° III.69
Emisiones Totales de CO₂



Debe destacarse el incremento de participación del Consumo Propio, dada una mayor tasa de crecimiento asociada a cierto cambio en la estructura de abastecimiento por fuente. La industria el gas, por su parte, pierde relevancia al reducirse los venteos por menor crecimiento de actividad en la producción de petróleo, en tanto que la generación de electricidad mantiene una participación porcentual similar a la de año base, en una situación donde mayor eficiencia en la generación es compensada por una estructura por fuentes de mayor emisión.

Las mayores tasas de crecimiento se ubican en las Centrales Eléctricas – del 18,6% de las emisiones de CO₂ en 1997, alcanzan el 22,2% en 2012- y el consumo propio.

En el caso de Centrales Eléctricas la fuerte participación de la generación térmica, sumada al incremento importante del consumo de electricidad da origen a tasas de crecimiento de las emisiones muy elevadas (4,9% a.a. para todo el período), a pesar de haber supuesto una mejora en la eficiencia térmica de estos equipos. De esta forma, el sector eléctrico sería responsable en el año horizonte de casi el 60% de las emisiones que se producen en actividades del abastecimiento energético.

En este contexto de las emisiones totales de CO₂ sólo los sectores residencial, comercial y público, agro e industria exhiben una menor dinámica de crecimiento de emisiones que el conjunto del sistema energético, reduciendo su participación al 2012.

Evolución de las emisiones específicas de CO₂

Al igual que en el resto de los escenarios y siguiendo el mismo criterio utilizado en el análisis histórico de las emisiones de CO₂, se calcularon indicadores para medir la “eficiencia ambiental” de la energía empleada por el conjunto del sistema energético y por los diferentes sectores de consumo y/o actividades vinculadas al abastecimiento de energía.

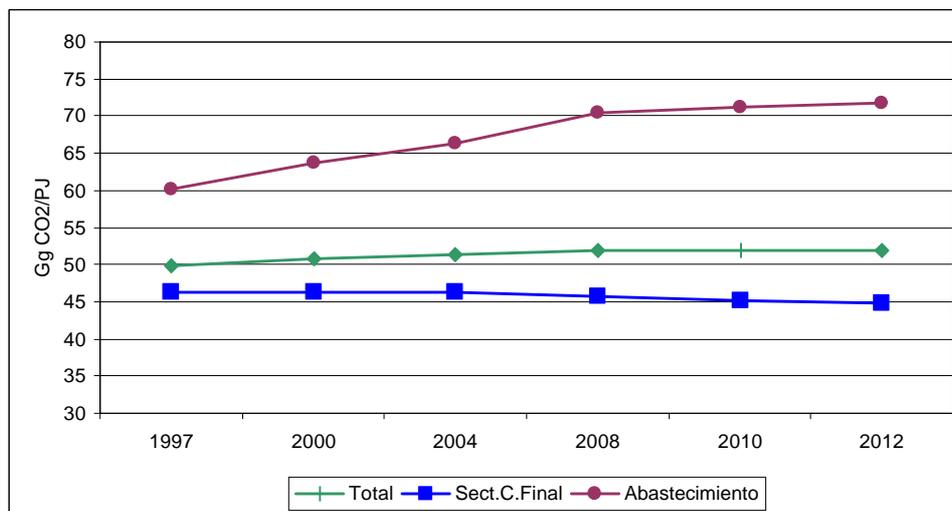
A nivel del conjunto del sistema energético, se calculó la emisión total de CO₂ por unidad de energía ofertada, considerando la oferta bruta de energía no biogénica en el país ya que las emisiones asociadas a la quema de biomasa están excluidas de las emisiones contabilizadas en este análisis.

Por el lado del consumo, se agruparon tanto las emisiones como los consumos de energía previstos en los diferentes sectores socioeconómicos, excluidas las actividades de las industrias energéticas. También en este caso, y por los mismos motivos, se excluyeron los consumos de biomasa que sólo representan alrededor del 6% del consumo final. La evolución de este indicador aparece en el Gráfico N° III.68. identificada como “Sectores del Consumo Final”.

Las emisiones de las actividades vinculadas al abastecimiento energético, por su parte, se relacionaron con toda la energía ofertada que no es consumida por los restantes sectores socioeconómicos, en el entendimiento de que el manipuleo de esta energía, que se corresponde con las pérdidas totales del sistema (transporte, distribución, transformación y no aprovechado) y los consumos propios de las industrias energéticas, es el que ocasiona las

emisiones de CO₂ en las actividades vinculadas al abastecimiento. La evolución de este indicador se muestra en el gráfico bajo la denominación de “Abastecimiento”.

Gráfico N° III.70
Emisiones específicas de CO₂



Como puede apreciarse en el gráfico, las emisiones específicas totales se mantendrían relativamente estabilizadas a lo largo de todo el período analizado, ya que el valor esperado en el año horizonte sería un 4% superior al registrado en el año base. Esta estabilidad de las emisiones específicas totales en el largo plazo significa detener la tendencia histórica que mostró una caída muy importante, y se asocia, en gran medida, al cambio en la estructura por fuentes en el abastecimiento de electricidad y en una menor penetración de fuentes menos emisoras en ciertos sectores de consumo (transporte, por ejemplo).

Surge con claridad que las mayores responsables de este comportamiento serán las actividades vinculadas al abastecimiento energético, cuyas emisiones específicas crecerían un 19.5% con respecto al año base. Por el contrario, las emisiones específicas de los sectores de consumo final mantendrían la tendencia histórica decreciente. En efecto, cabe esperar que en los próximos 13 años este indicador se reduzca en un 3.3%.

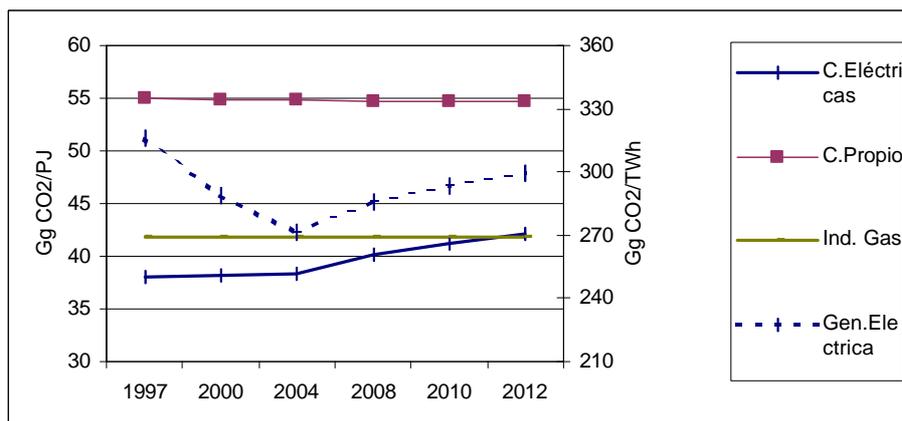
Adicionalmente, y tal como ya se explicara, a fin de ayudar a la interpretación de estos resultados, se calcularon indicadores respecto de las emisiones de aquellas actividades del abastecimiento energético que tienen mayor responsabilidad en las emisiones de CO₂: las centrales eléctricas, el consumo propio de todas las industrias energéticas y las emisiones fugitivas de la industria del gas natural.

En el caso de las centrales eléctricas se calcularon 2 indicadores. El primer indicador, identificado en el gráfico bajo la denominación “Centrales Eléctricas”, representa la emisión de CO₂ por unidad de energía insumida en las centrales (Gg de CO₂/PJ). El otro indicador relaciona las emisiones en las centrales con su producción eléctrica (Gg de CO₂/TWh) y aparece referenciado como “Generación Eléctrica”.

El indicador correspondiente a la industria del gas corresponde exclusivamente a las emisiones fugitivas del gas, relacionadas con los volúmenes aventados de gas y las pérdidas de transporte y distribución. Las emisiones y los correspondientes consumos de energía realizados por esta industria para desarrollar las actividades vinculadas al abastecimiento de gas fueron considerados conjuntamente con el consumo propio de las restantes industrias energéticas.

La evolución de los indicadores calculados para las centrales eléctricas muestra claramente un cambio en la tendencia hacia el año 2004. Con anterioridad a esa fecha, la emisión específica de las centrales eléctricas mantendría cierta tendencia histórica decreciente para luego crecer hasta el año horizonte.

Gráfico N° III.71
Emisiones específicas de CO₂ en el abastecimiento



Por su forma de cálculo, la variación de los indicadores de emisiones específicas de las centrales eléctricas refleja los cambios en el tipo de fuentes energéticas empleadas para la generación eléctrica. El crecimiento de las emisiones específicas se relaciona con la mayor participación de la generación térmica convencional (basada en Gas Natural).

Al analizar la eficiencia ambiental de las centrales eléctricas respecto de su nivel de actividad (TWh generados), se observa que la reducción que se produciría hasta el año 2004 alcanza más del 15%. El ahorro refleja la estructura por fuente y la mejora que se produciría en la eficiencia térmica de las centrales que queman combustibles fósiles. En efecto, el consumo específico promedio de las centrales eléctricas se reduciría de los 1986 Kcal/kW/h en 1997 a 1689 Kcal/kW/h en el año 2004, alcanzando una eficiencia promedio del 51%. Cabe aclarar que estos valores están influenciados por el rendimiento del 73/75% supuesto para las centrales hidroeléctricas.

A partir del 2004 se espera que se incremente notablemente el uso del gas natural en centrales eléctricas, pero sustituyendo, además de a otros combustibles fósiles, a fuentes de emisión cero (hidráulica y combustible nuclear) que reducirían su participación durante este período. La consecuencia natural sería un incremento en los volúmenes emitidos por unidad de energía empleada en las centrales eléctricas. Sin embargo, la emisión específica en el año horizonte sería un 5.4% inferior a las del año base.

El incremento de las emisiones por TWh generado, en el mismo período, sería levemente inferior gracias a la persistente mejora de la eficiencia térmica.

Las emisiones por unidad de energía insumida en la generación de electricidad muestra una tendencia creciente, claro reflejo de la mayor participación de fuente emisoras.

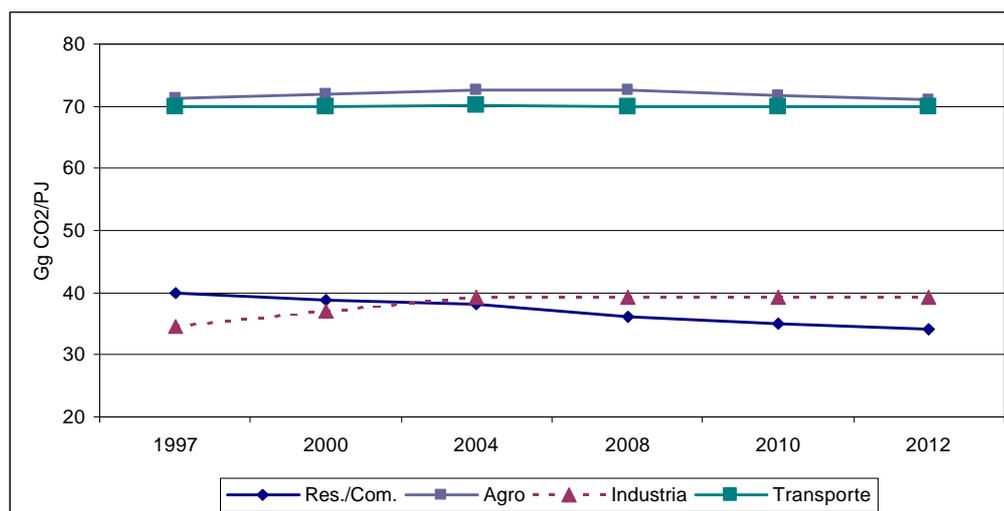
El crecimiento de las emisiones en las centrales eléctricas estará sumamente atemperado, respecto de lo que podría suponer adherir a una estrategia basada en la generación térmica convencional, por la adopción de tecnología de última generación, promovida por la competencia entre los generadores. Este tipo de decisiones, que en otros sistemas podrían considerarse como acciones de mitigación, se darían naturalmente dentro de la estrategia empresarial de los generadores eléctricos. De cualquier forma, no dejan de contribuir a la mitigación del cambio climático.

El volumen emitido de CO₂ por unidad de energía consumida por el conjunto de las industrias energéticas en calidad de consumo propio, tendría una tendencia levemente decreciente (1% al 2012).

La constancia de las emisiones fugitivas específicas de la industria del gas no tiene otro significado más allá de la exclusiva participación del gas natural y sólo refleja el factor de emisión de dicho combustible.

En los sectores de consumo final de energía deben remarcarse los beneficios, en términos de sus emisiones de CO₂, de la mayor penetración esperada del GNC sustituyendo a derivados líquidos del petróleo. A consecuencia de esta sustitución, la emisión específica de la industria se reduciría, acumulando una caída del 2% en el año horizonte.

Gráfico N° III.72
Emisiones específicas de CO₂ en el consumo final



En el caso de los sectores residencial, comercial y público, pareciera que el proceso de sustitución por fuentes más limpias, en términos de sus emisiones de dióxido de carbono, mantendría en el futuro la tendencia histórica a la reducción de sus emisiones específicas. A lo largo de todo el período analizado cabe esperar una reducción del orden del 15% respecto de los registros del año base.

Por el contrario, en el transporte las emisiones específicas se mantendrían prácticamente constantes hasta el año horizonte (-0,3%), mientras que el sector agropecuario, luego de un crecimiento leve, volvería a valores similares a los del año base.

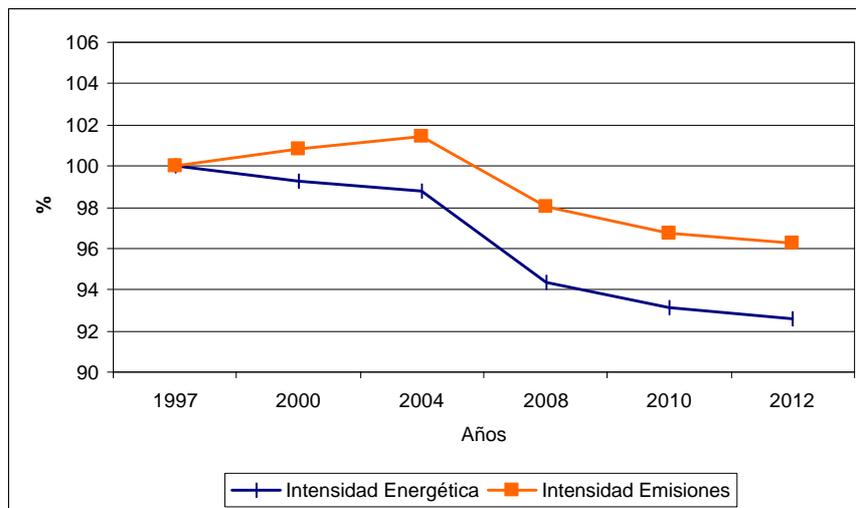
En cuanto a industria, sus emisiones específicas crecerían un 13%.

Los senderos energéticos y de emisión de CO₂

El sendero energético representa gráficamente las variaciones sufridas por la intensidad energética de la actividad económica interna (energía ofertada por unidad de PBI) en función de la evolución del sistema económico, medido por el PBI per cápita. Una curva similar se puede plantear para las emisiones de CO₂, el sendero de emisiones, que representa la evolución de las emisiones por unidad de PBI según los cambios producidos en el producto per cápita.

En el gráfico se muestran la intensidad energética y de emisiones de dióxido de carbono para la Argentina en el período 1997/2012, correspondientes a las hipótesis del escenario, tomando como índice 100 a las intensidades respectivas en 1995.

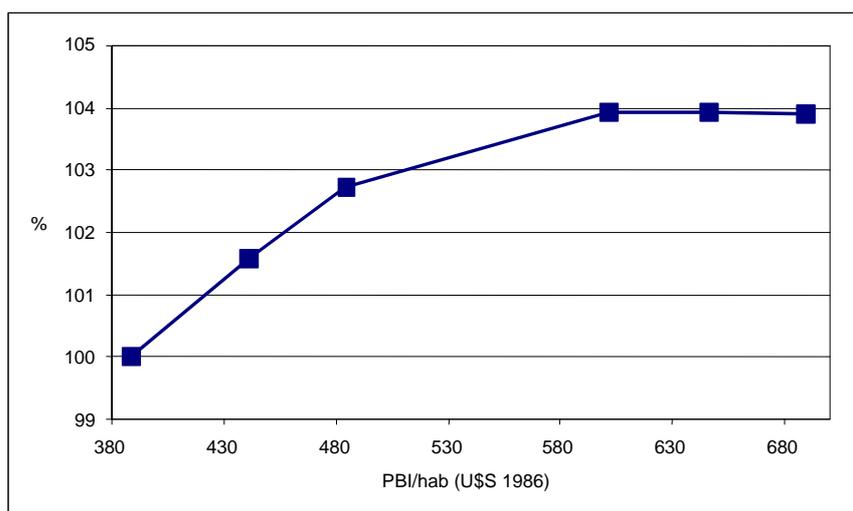
Gráfico N° III.73
Intensidad energética y de emisión de CO₂



Como puede apreciarse en el gráfico, se espera que la intensidad energética se reduzca un 7%, aproximadamente. Sin embargo, la intensidad de emisiones de dióxido de carbono mostraría un menor grado de eficiencia, debido fundamentalmente a la estrategia adoptada para el abastecimiento eléctrico, cuyo incremento de emisiones llega a sobrecompensar los ahorros producidos por la ganancia de eficiencia, ya que la intensidad de las emisiones de CO₂ se reduciría un 4%.

Este hecho queda claramente reflejado al analizar el sendero de las emisiones específicas. Como puede apreciarse, la evolución de las emisiones específicas mostraría una tendencia continuamente creciente ante el crecimiento del PBI/habitante. A pesar de ello y considerando los valores entre extremos, las emisiones específicas se incrementarían menos de un 4% respecto de los valores del año base.

Gráfico N° III.74
Sendero de emisión específica de CO₂

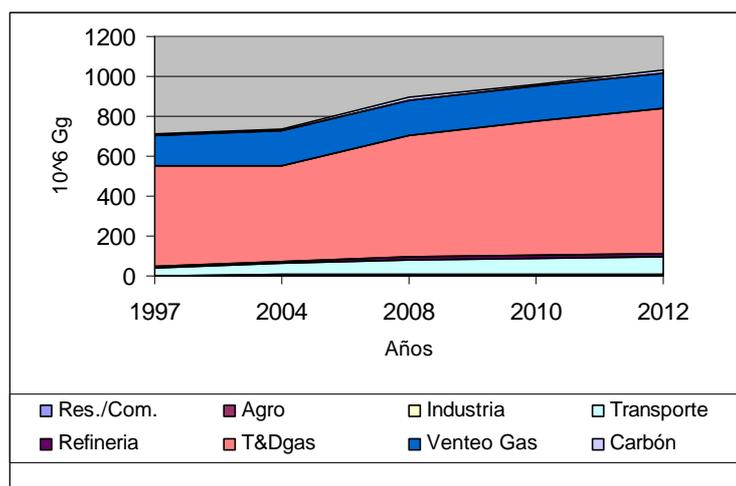


3.4.2. Las emisiones de CH₄

Las emisiones de metano del sistema energético se originan en las fugas de gas natural durante el proceso de producción, transporte y consumo de este combustible, así como en la volatilización de combustibles líquidos livianos. Las emisiones relacionadas con el abastecimiento de gas natural, representan casi el 90% de las emisiones de CH₄.

Entre los sectores de consumo se destaca el transporte (5% de las emisiones en el año base).

Gráfico N° III.75
Emisiones de CH₄



Las emisiones crecen a una tasa a.a. del 2.5%, impulsadas por las pérdidas en el sistema de transporte y distribución de gas, ya que se ha supuesto que los venteos en yacimiento evolucionan de acuerdo al nivel de actividad de los yacimientos de petróleo y asumiendo ciertas reducciones de acuerdo a nuevas normas que controlan el venteo de gas en el país.

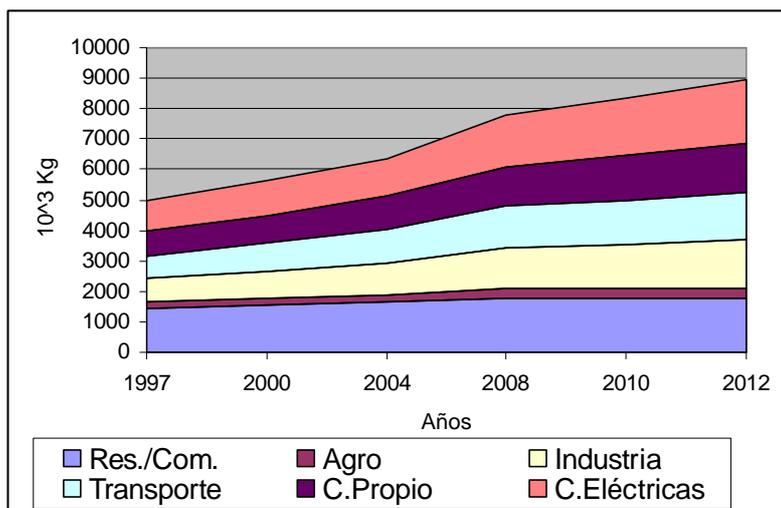
A pesar del contexto expansivo de la producción y consumo de gas, la industria del gas en su conjunto (considerando pérdidas y el venteo) incrementaría en un 40% sus emisiones totales de metano a lo largo de todo el período.

En cuanto a los sectores de consumo, el sector transporte sería el más dinámico, expandiendo sus emisiones un 136%. En el caso del resto de los sectores, si bien sufren incrementos, su participación es tan escasa que su peso se mantiene muy marginal.

3.4.3. Las emisiones de N₂O

Las emisiones de N₂O se distribuyen entre los sectores de consumo, el consumo propio y la generación de electricidad, los sectores de mayor peso son: residencial y centrales eléctricas. La importancia de los diferentes sectores se aprecia en el gráfico.

Gráfico N° III.76
Emisiones de N₂O



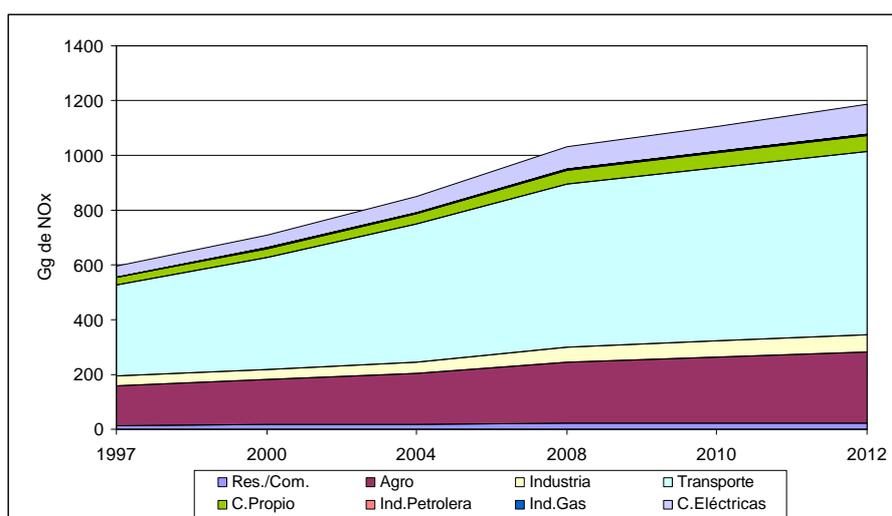
Las emisiones totales se incrementan a una tasa anual acumulativa del 4% siguiendo, atenuadamente, la evolución del nivel de actividad.

La estructura de participación sectorial se mantiene en valores similares al año base, con la excepción del Consumo propio que incremente su participación hacia el año horizonte.

3.4.4. Las emisiones de NO_x

La evolución de las emisiones de NO_x estaría determinada fundamentalmente por dos sectores: el transporte y el agropecuario, como se aprecia en el Gráfico N° III.76. Ya en el año base sus emisiones representaban, en conjunto, algo más del 76% de las emisiones totales de NO_x del sistema energético, manteniendo esta participación hasta el año horizonte.

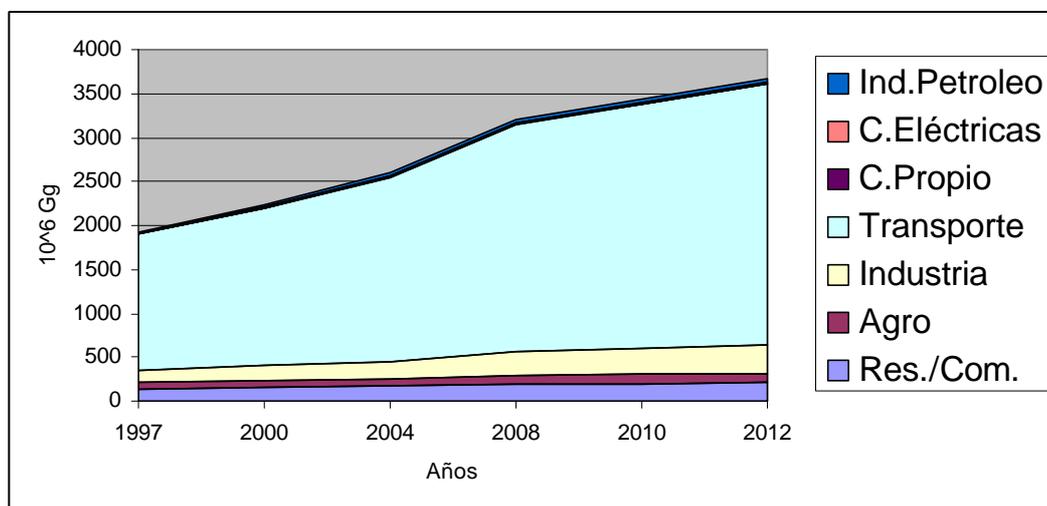
Gráfico N° III.77
Emisión de NO_x



3.4.5. Las emisiones de CO

Prácticamente el 98% de las emisiones de CO se origina en los sectores de consumo final, si bien el crecimiento de las emisiones en las centrales eléctricas dinamizará el aumento de participación de las actividades vinculadas al abastecimiento de energía que de cualquier forma sólo representarán algo más del 0.5% del total en el año horizonte.

Gráfico N° III.78
Emisiones de CO



El grueso de las emisiones de CO de los sectores de consumo final se origina en el transporte (80%), que mantiene su participación.

La tasa de crecimiento a.a. para todo el período es del 4.4%.

Tercera Parte

Síntesis comparada de los resultados de mayor relevancia

1. Introducción

A efectos de tener una visión sintética y comprensiva de los principales efectos de cada uno de los escenarios, se incluye tres cuadros volcando los principales Indicadores Socioeconómicos, Indicadores Energéticos e Indicadores de Emisiones.

1.1. Indicadores socioeconómicos

Escenario Concepto	Bajo (CEMA)			Medio (FIEL)		Alto (CEMA)	
	1997	2008	2012	2008	2012	2008	2012
PBI (10 ³ \$ 1986)	13884	18881,0	19412,0	20421,6	23576,5	24427,8	29160,1
Población (10 ⁶)	35,706	40,620	42,302	40,644	42,496	40,620	42,302
PBI/Hab (\$ 1993)	7778	9262	9144	10050	11098	11983	13736
PBI/Hab (Índice)	100	119,1	117,6	129,2	142,7	154,1	176,6
Tasa a.a.(PBI)		2,8%	2,3%	3,6%	3,6%	5,3%	5,1%
Tasa a.a. (PBI/Hab)		1,6%	1,1%	2,4%	2,4%	4,0%	3,9%
Estructura							
Bienes	44,4%	41,2%	40,6%	46,6%	49,2%	41,1%	40,5%
Servicios	55,6%	58,8%	59,4%	53,4%	50,8%	58,9%	59,5%

1.2. Indicadores Energéticos

Escenario Concepto	Bajo (CEMA)			Medio (FIEL)		Alto (CEMA)	
	1997	2008	2012	2008	2012	2008	2012
Oferta Bruta (10 ⁶ Gj)	2564,8	3428,5	3594,1	3741,8	4353,0	4282,6	4994,0
Consumo Total (10 ⁶ Gj)	2041,8	2833,9	2986,66	3040,11	3534,34	3496,7	4083,1
Elasticidad OBT/PBI		0,94	1,01	1,34	0,99	0,91	0,90
Elasticidad CT/PBI		1,08	1,14	1,03	1,04	0,95	0,93
Energía/Hab (OBT) (Gj)	71,8	84,4	84,9	92,1	102,4	105,4	118,1
Energía/Hab (CT) (Gj)	57,2	69,8	70,6	74,8	83,2	86,1	96,5
Intensidad OBT (Gj)	184,7	181,6	185,2	192,8	184,6	175,3	171,3
Intensidad CT (Gj)	147,1	150,1	153,9	148,9	149,9	143,1	140,0
Residencial/Hab (Gj)	9,7	11,3	11,7	11,9	12,7	12,7	13,5
Industrial/VA (Gj/\$ 86)	150,9	157,6	158,6	154,1	154,7	157,6	158,1
Transporte/Hab (Gj)	16,4	20,4	19,6	20,3	21,4	26,0	28,6
Estructura por fuente (CT)							
Biomasa y O.Primarias	4,8%	4,8%	4,8%	5,0%	5,3%	4,9%	4,9%
Carbones	1,2%	0,8%	0,7%	0,9%	0,8%	0,9%	0,9%
Derivados Petróleo	37,0%	36,1%	34,3%	34,4%	32,8%	36,5%	35,3%
Electricidad	11,7%	11,5%	11,6%	12,4%	12,6%	12,4%	12,8%
Gas Distribuido	37,3%	40,1%	42,2%	40,7%	42,4%	38,7%	39,7%
GLP	3,1%	2,4%	2,2%	2,4%	2,1%	2,2%	2,0%
Otros Gases	1,3%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	1,0%	0,9%
No Energético	3,6%	3,3%	3,3%	3,3%	3,1%	3,5%	3,5%
Generación EE							
Eficiencia Total	45,6	53,7	53,6	51,7	51,2	52,0	51,8
Eficiencia Térmica	33,5	47,6	48,1	46,1	46,8	47,4	48,2

1. 3. Indicadores de Emisiones

Concepto	Bajo (CEMA)		Medio (FIEL)		Alto (CEMA)		
	1997	2008	2012	2008	2012	2008	2012
Emisiones de CO₂ (Gg)	122363	167710	175190	181740	212630	211090	247340
Emisiones de CH ₄ (Gg)	716,9	736,53	779,30	805,35	936,44	894,01	1030,24
Emisiones de N ₂ O (Gg)	0,51	0,6407	0,6679	0,6897	0,7970	0,7802	0,8965
Emisiones de NO _x (Gg)	599,1	859,7	888,9	866,93	995,01	1032,6	1184,1
Emisiones de CO (Gg)	2432,0	2342,2	2263,5	2591,1	2865,5	3208,4	3667,7
Emisiones de COVDM (Gg)	372,3	439,3	428,3	470,4	515,2	582,9	656,6
CO₂ equiv – Gases Directos	137576	183796	191762	198866	232542	230106	269253
CO ₂ /Habitante (Ton/Hab)	3,40	4,10	4,14	4,47	5,00	5,20	5,85
CO ₂ equiv./Hab	3,85	4,52	4,53	4,89	5,47	5,66	6,37
Intensidad CO ₂ (Gg/10 ³ \$)	8,81	8,88	9,02	8,89	9,02	8,64	8,48
Intensidad CO ₂ equiv	9,91	9,73	9,88	9,74	9,86	9,42	9,23
Elasticidad CO ₂		1,03	1,07	1,02	1,04	0,96	0,95
Elasticidad CO ₂ equiv.		0,94	0,99	0,95	0,99	0,91	0,90
CO ₂ /OBT E (Gg/10 ⁶ Gj)	47,70	48,92	48,74	48,57	48,85	49,29	49,53
CO ₂ equiv./OBT Energía	53,64	53,61	53,35	53,15	53,42	53,73	53,91
CO ₂ /CT E (Gg/10 ⁶ Gj)	59,93	59,18	58,66	59,78	60,16	60,36	60,58
CO ₂ equiv./CT Energía	67,38	64,86	64,20	65,41	65,79	65,81	65,94

Capítulo IV:

Opciones de Mitigación

1. Introducción

Desde la perspectiva de este Estudio, este capítulo supone la implementación de opciones y acciones para mitigar las emisiones de GEI dentro de su territorio. La organización de las industrias energéticas y el interés de los operadores permanecería inalterable, si bien sus estrategias para el desarrollo de sus negocios deberían adecuarse al nuevo contexto definido por las políticas oficiales para mitigar el cambio climático.

De cualquier manera, debe remarcar que escapa a los alcances de este proyecto hacer un análisis profundo sobre los mecanismos que deberían usarse para modificar las decisiones descentralizadas de los agentes privados hacia una menor emisión de GEI. Por tanto, los resultados aquí presentados deben interpretarse como la contribución que podría hacer la Argentina a la mitigación del cambio climático si las políticas de mitigación se implementaran y tuvieran éxito.

En todos los casos, las opciones analizadas se encuadran en los resultados del Escenario Energético correspondiente al Escenario Socioeconómico de crecimiento medio (FIEL Medio).

Para la simulación realizada del funcionamiento del sistema energético se hicieron algunas hipótesis generales sobre aspectos claves que determinarían la conducta esperada de los agentes frente a las políticas oficiales de mitigación. Estos aspectos se refieren a:

- los sectores y/o actividades en las cuales se concentrarían los esfuerzos de mitigación,
- el contexto internacional en el cual se insertarían las políticas de mitigación adoptadas en la Argentina,
- la política de precios internos de los energéticos, y
- el impacto sobre el comercio exterior de productos energéticos.

En los párrafos siguientes se sintetizan las hipótesis adoptadas respecto de cada uno de estos temas.

2. Los sectores analizados

Dado que la intención de este estudio es aprovechar las mejores oportunidades para reducir los consumos energéticos y, por tanto, las emisiones de GEI, se ha considerado que a nivel del consumo final los esfuerzos deberían estar orientados al sector transporte.

En el caso del sector transporte, el Escenario de Base ya suponía una mejora en los rendimientos energéticos de los vehículos, tal como lo indica la tendencia que siguen la industria automotriz internacional y sus filiales locales.

En consecuencia en función de las ventajas aparentes de una mayor penetración del GNC, se adoptó dicha acción de sustitución como la alternativa de mayor viabilidad,

Dado el período de proyección, año 2012, se descartaron los vehículos:

- Eléctricos a batería o a hidrógeno
- A hidrógeno en combustión interna
- Los híbridos
- El motor Wankel
- Los que utilizarían GLP
- Los que emplearían mezclas GNC/Gas Oil en motores diesel

En consecuencia, con criterio realista, dados los alcances del estudio, se privilegiará, dentro de posibilidades también realistas, el uso del GNC en motores a explosión y la adopción en vehículos de transporte de pasajeros (minibuses y colectivos) de motores especialmente diseñados para usar GNC.”²⁶

En lo que se refiere a las actividades vinculadas con el abastecimiento, se prestó especial atención a la generación de electricidad por ser la que concentra los mayores consumos de combustible dentro del propio sector energético. En este caso las opciones de mitigación no pueden basarse en una mejora de la eficiencia energética, habida cuenta de alto rendimiento que tendrán en el futuro las centrales térmicas convencionales. Por tanto, la búsqueda se orientó

26 Bravo, Víctor, “Opciones Técnicas de Uso Eficiente de Energía en el Sector Transporte de Cargas y Pasajeros” – Septiembre 1999

hacia tecnologías libres de emisiones de GEI, tales como la generación hidráulica y la Eólica, así como el papel que podría jugar la Cogeneración.

En las restantes industrias energéticas, si bien los supuestos del Escenario de Base dejan poco margen para incrementar la eficiencia energética, se ha supuesto la posibilidad de reducir las emisiones fugitivas asociadas a la producción, transporte y distribución de gas natural.

Como zona gris entre abastecimiento y consumo, se incluye la opción de Cogeneración, alternativa de abastecimiento localizada, especialmente, en el sector industrial.

3. El contexto internacional

En lo que se refiere al contexto internacional, se supuso que la preocupación por las concentraciones de GEI en la atmósfera y la decisión de limitar las emisiones se irá consolidando en los próximos años, con independencia de si los países en desarrollo instrumenten o no acciones de mitigación dentro de sus respectivos territorios.

En consecuencia y tanto desde el punto de vista de las presiones en los mercados internacionales de las “commodities” como en la disponibilidad de tecnologías más limpias, no se supusieron diferencias importantes con las hipótesis adoptadas para el escenario de base.

En el caso del mercado internacional del crudo, la evolución del precio dependerá del éxito de las medidas para reducir la quema de los combustibles fósiles en los principales mercados consumidores y del tipo de instrumentos que se utilicen para promover este tipo de conductas.

Si la reducción del consumo alcanzara magnitudes significativas, habría una presión hacia la baja del precio. Sin embargo, una baja pronunciada en los precios del crudo y sus derivados podría llegar a esterilizar los esfuerzos por reducir su consumo y promover el uso de nuevas tecnologías.

En tal situación, recurrir a instrumentos de política orientados al mercado, como el “carbon tax” por ejemplo, introduciría una fuerza de sentido opuesto sobre los precios, cuya resultante dependería de la magnitud de ambos fenómenos. En todo caso, cabría esperar que para los consumidores finales el precio de los derivados mantuviera su valor o fuera aún superior.

Pero para los productores de petróleo la situación sería bien distinta. En primer lugar, ciertos productores tratarán de mantener las cantidades producidas, aún a costa de sacrificar precio. La sobre-oferta, en conjunto con el encarecimiento relativo de los derivados respecto de los energéticos sustitutos, podría presionar sobre el precio internacional de crudo. El efecto de este tipo de medidas orientadas al mercado impactaría fundamentalmente sobre los productores de petróleo disminuyendo la renta petrolera

Si bien es cierto que los costos de la actividad aún permiten un amplio margen para este tipo de maniobras, cabría esperar un menor dinamismo en la industria petrolera, especialmente en las inversiones en exploración en las cuencas más riesgosas.

En función de estas consideraciones se ha supuesto que el nivel de precios internacional del crudo sería similar al calculado para el Escenario de Base.

4. Los precios internos

La hipótesis fundamental de este escenario es que la intervención gubernamental en los mercados energéticos será la menor posible para asegurar el éxito de las políticas de mitigación. Esto significa que los precios internos mantendrán su alineamiento con los valores internacionales. Por tanto, caben respecto de la situación nacional todos los comentarios que se hicieron en el párrafo anterior, salvo para aquellos combustibles y sectores en los cuales la implementación de opciones de mitigación supone desarrollar una política de precios específicas.

En particular, la dinámica exploratoria dentro del territorio nacional podría verse aún más afectada que en el Escenario de Base. Más allá del perjuicio que esta situación pudiera ocasionar a las empresas del sector, el abastecimiento de los requerimientos domésticos de crudo y derivados no se vería comprometido gracias a la disminución que las acciones de mitigación producirían en los niveles de demanda interna.

En el caso particular de los derivados de petróleo destinados al sector transporte, la política de precios debería orientarse a motorizar las hipótesis realizadas con respecto a la penetración del GNC, es de esperar, en consecuencia que los precios del gas oil serían superiores a los supuestos en el Escenario Base, vía una política impositiva específica.

Desde el punto de vista del desenvolvimiento de la economía, una disminución en la facturación petrolera no afectaría ni la financiación del sector público ni sería determinante en el monto global de las exportaciones argentinas.

Si bien la demanda interna de gas natural bajaría como consecuencia de las acciones de mitigación, en su calidad de combustible más limpio que los derivados del petróleo, podría tener una mayor valorización relativa. Sin embargo, estas diferencias no podrían ser sustanciales para no obstaculizar los procesos de sustitución.

En el mercado eléctrico, por su parte, las centrales térmicas seguirán definiendo el precio, a pesar de la incorporación de centrales con tecnologías libres de emisión de GEI. Por tanto, el precio de la electricidad en el mercado mayorista seguiría ligado a la evolución del precio del gas para centrales. Precisamente el éxito de una política de diversificación de la generación de electricidad dependerá de que se encuentren los mecanismos adecuados para equilibrar la ecuación económica de los generadores frente a los mayores costos de inversión.

5. El comercio exterior de energía

Como hipótesis simplificativa, se supuso que los proyectos de exportación de gas natural y electricidad no se verían significativamente afectados por las políticas de mitigación.

6. Opciones de Mitigación

Como se indicara en el punto anterior, las opciones de mitigación analizadas se concentran en los sectores de transporte y en el propio sector de abastecimiento.

A continuación se describen las hipótesis y acciones supuestas en cada caso y su justificación.

6.1. Sector Transporte

Las opciones de mitigación toman como referencia las pautas definidas en Escenario de Base, donde se mantienen las tendencias del sistema en cuanto a desarrollo y difusión de mejoras técnicas, grado de penetración de diferentes modos, medios y fuentes y acciones tendientes a actuar sobre el transporte de personas y cargas en función de los problemas que del mismo deriven.

Las opciones de mitigación se orientan a profundizar los diferentes cambios esperados en el sector e incluir acciones adicionales. Ambos aspectos suponen una intervención explícita para orientar los consumos de energía hacia una disminución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

“El objetivo será entonces estimar el impacto sobre la menor emisión de gases de una política que acentúe el uso del GNC. Esto tanto en los Medios donde ya lo hace (Autos particulares, Taxis y similares y Utilitarios de menos de 2 Tn), como muy especialmente en los Colectivos y en menor medida en Omnibuses de corta y media distancia y en Utilitarios de entre 2 y 4 Tn.

En todos los casos el GNC se consumirá en motores a explosión, tanto utilizando convertidores para pasar de Motonaftas a GNC, como en motores diseñados específicamente para emplear GNC.

Para facilitar la mayor penetración del GNC en el Escenario de Mitigación se ha supuesto modificar la estructura relativa de precios, con medidas que equivalgan a elevar la relación: (lt de gas oil/m³ GNC) de 1.4 a 1.9. Esto se lograría mediante un incremento en los impuestos al Gas Oil y/o gravando la compra y/o importación de vehículos diesel y otorgando créditos fiscales, si correspondiera, a los usuarios del sector agropecuario y del sector de transporte de cargas y de pasajeros público.

CAPITULO IV

Los parques y consumos energéticos de los Medios Ferroviarios, Subterráneo, Aéreo y Acuático serán similares en ambos escenarios. Esto implica que la sustitución entre Medios será similar tanto en el Escenario Base como en el Escenario Mitigación.

El análisis de los resultados obtenidos es el siguiente:

i) En el Parque por Tipo de Motor

TIPO	AMBITO	MEDIO	COMBUSTIBLE	1997	2012	
					ESC. BASE	ESC.MITIGACION
PERSONAS	URBANO	AUTO	MN	88,5	83,5	68,4
			GNC	4,2	6,0	22,2
			DO	7,3	10,5	9,4
			Total Autos	4.813.388,0	8.465.339,0	8.465.339,0
		TAXI	MN	10,0	0,0	0,0
			GNC	45,0	47,0	96,4
			DO	45,0	53,0	3,6
			Total Taxis	88.220,0	107.445,0	107.445,0
		COLECTIVOS	MN	0,0	0,0	0,0
			GNC	0,0	4,0	60,0
	DO		100,0	96,0	40,0	
	Total Colectivos		24.383,0	30.141,0	30.141,0	
	TOTAL URBANO	MN	86,7	82,2	67,3	
		GNC	4,9	6,5	23,3	
		DO	8,4	11,3	9,4	
Total Urbano		4.925.991,0	8.602.925,0	8.602.925,0		
INTERURBANO	OMNIBUSES	MN	0,0	0,0	0,0	
		GNC	0,0	0,0	3,7	
		DO	100,0	1,0	96,3	
		Total Omnibuses	16.256,0	24.856,0	24.856,0	
TOTAL PASAJEROS		MN	86,4	81,9	67,1	
		GNC	4,9	6,5	23,2	
		DO	8,7	11,6	9,7	
		Total Pasajeros	4.942.247,0	8.627.781,0	8.627.781,0	
CARGAS	URBANAS	UTILITARIOS < 2 Tn.	MN	28,1	17,0	5,4
			GNC	15,6	21,0	55,2
			DO	56,4	62,0	39,4
			Total < 2 Tn.	1.147.802,0	2.053.780,0	2.053.780,0
	INTERURBANAS	UTILITARIOS > 2 Tn.	MN	0,0	0,0	0,0
			GNC	0,0	0,0	4,0
			DO	100,0	100,0	96,0
			Total > 2 Tn.	190.603,0	247.482,0	247.482,0
	TOTAL CARGAS		MN	24,1	15,2	4,8
			GNC	13,3	18,7	49,7
DO			62,6	66,1	45,5	
Total Cargas			1.338.405,0	2.301.262,0	2.301.262,0	
TOTAL CARRETERO		MN	73,1	67,9	54,0	
		GNC	6,7	9,1	28,8	
		DO	20,2	23,1	17,2	
		TOTAL GRAL.	6.280.652,0	10.929.043,0	10.929.043,0	

Como consecuencia de estas hipótesis, se verifica que:

- ❖ La participación del GNC crece en todos los medios donde está presente.
- ❖ En el Escenario de Base, el GNC pasa, para el Parque Total, de representar el 6,7% en 1997 al 9,1 % en el año 2012.
- ❖ Salvo en el caso de los colectivos, donde inicialmente el Gas Oil tenía el 100% del Parque, en los restantes medios se constata la política explícita de dieselización.
- ❖ El GNC continúa su penetración moderada en Autos, Taxis y Cargas de menos de 2 Tn.
- ❖ En el Escenario de Mitigación, el GNC alcanza el 28,8 % del parque Total en el año 2012. Es decir algo más de tres veces que en el Escenario Base y casi cuadruplicando su participación respecto de 1997.

- ❖ Es muy importante el mercado que toma en el caso de los colectivos (el 60%), absorbe el 96% de los Taxis, el 55% de las Cargas de menos de 2 Tn pero más de la quinta parte de los Autos Particulares.
- ❖ La penetración es más modesta en Omnibuses (llega al 3,7%) y en Cargas de más de 2 Tn (alcanza al 4%).
- ❖ La comparación de Ambos Escenarios al 2012 muestra las diferencias entre el Escenario de Base, que se podría llamar de “dieselización”, y el de Mitigación o de "gasnaturalización" del parque. En todos los casos las motonaftas pierden participación relativa.

ii) Por tipo de Transporte Energético

- ❖ Es más dinámico el transporte de Personas que el de Cargas ya que éstas consumían el 57,5% de la energía en 1997 y bajan al 55,1% y 54,3% en el año 2012 para el Escenario Base y el Escenario Mitigación respectivamente. Esto obedece, esencialmente, al mayor crecimiento relativo del consumo de los Automóviles.
- ❖ La estructura de consumo por energético denota: un mayor crecimiento de la tasa de penetración del GNC en Personas que en Cargas en el Escenario de Mitigación; la fuerte sustitución de las MN en Cargas; la diferencia de participación del Diesel (Gas Oil) entre ambos Escenarios (que es una hipótesis de partida); la importancia del Combustible Jet (vinculada a la expansión en el transporte de pasajeros por Avión) y los pesos, muy escasos, de la Electricidad (Trenes y Subtes) y del Fuel Oil (Barcos).

iii) Por Ambito y Energético

- ❖ El consumo en el ámbito Urbano crece más que en el Interurbano.
- ❖ La inclusión en Urbano del transporte de cargas de los vehículos Utilitarios de menos de 2 Tn muestra que el GNC es esencialmente un combustible para zonas urbanas y el Diesel para Interurbanas y las MN son exclusivamente Urbanas.
- ❖ Se mantiene un escaso grado de electrificación, que como hipótesis realista se asume, para el Ambito Urbano.

iv) Por Modo y Energético

- ❖ El Modo Carretero domina ampliamente el sistema de transporte en Argentina, y lo seguirá haciendo en el futuro, aunque disminuye su participación respecto de 1997.
- ❖ En segundo lugar y muy distanciado aparece el Modo Aéreo que gana algo de peso relativo, lo mismo que el Modo Rodoviario (Ferrocarril y Subte) mientras que el Acuático, desde el punto de vista del consumo energético, es muy poco significativo.
- ❖ Estas modificaciones estructurales tan leves obedecen a cierta sustitución del transporte carretero de personas por el FFCC y Subte en áreas urbanas y por el Avión en áreas interurbanas. En el transporte Carretero de Cargas, ocurre algo similar por cierta recuperación del Ferrocarril y la posibilidad, supuesta, del de Barcazas por la vía Hidrofluvial.
- ❖ Los menores consumos específicos tanto por Pasajero - km, como por Tn - Km de los Modos alternativos al Carretero, no inciden significativamente en la reducción de los Consumos Energéticos por Modo. Por otra parte, como ya se indicó las mejoras tecnológicas en el Modo Carretero también contribuyen a no incrementar demasiado los Consumos Energéticos Totales del Sector Transporte.
- ❖ En el Rodoviario, es poco importante la electrificación y el Gas Oil (DO) incluso gana alguna participación.
- ❖ En el Modo Aéreo, el único energético consumido es el Combustible Jet y es el Modo que presenta, luego del GNC la máxima tasa de expansión.

CAPITULO IV

- ❖ Por su parte el Modo Acuático se reparte casi por igual entre el Gas Oil y el Fuel Oil y su baja tasa de crecimiento está motivada por la gran eficiencia del transporte por Barcaza en cuanto al consumo energético por Tn- Km.

v) Por Medio y Energético

- Los Utilitarios de menos de 2 Tn, son el medio más importante, en cuanto al consumo energético, seguido por los Autos Particulares y los Utilitarios de más de 2 Tn.
- Los medios más dinámicos, o sea los que aumentan su participación en la estructura de consumos son el avión el ferrocarril y los automóviles particulares.

v) Para el Total del Sector Transporte y por Energético

- En el Escenario de Base el cambio de estructuras a nivel energético no es muy pronunciado, con una leve penetración del GNC sustituyendo a las Motonaftas.
- En la opción de Mitigación es muy importante el peso del GNC (de acuerdo a las hipótesis asumidas) que incluso supera a las MN y se constituye en el segundo energético en el Sector después del Gas Oil (DO).

Consumo Energético del Sector Transporte por Energético
Escenario de Base y Escenario de Mitigación
Años: 1997 y 2012

Energético	1997	Año 2012		Unidad	Tasa Anual Acumulada (%)	
		Escenario de Base	Escenario de Mitigación		Escenario de Base	Escenario de Mitigación
MN	32,5	29,3	20,8	(%)	2,28	-0,30
GNC	7,5	9,9	29,5	(%)	4,89	12,52
DO	52,2	51,5	40,1	(%)	2,92	1,00
CJ	7,0	8,6	8,9	(%)	4,45	4,45
EE	0,3	0,3	0,3	(%)	3,29	3,29
FO	0,5	0,4	0,5	(%)	1,88	1,88
TOTAL	583,6	910,1	876,6	(10⁹GJ)	3,00	2,74

Fuente: Elaboración propia.

6.2. El rol de la cogeneración

La cogeneración es la producción simultánea y integrada de energía mecánica o eléctrica y energía térmica útil a partir de una misma fuente energética primaria. También se lo conoce como CHP, Combined Heat and Power o Generación combinada de calor y electricidad.

Se trata del aprovechamiento de la energía que de otra forma escaparía a la atmósfera como ocurre con los radiadores y el escape de los motores de combustión interna. Con estos sistemas se obtienen un rendimiento mucho más elevado e inclusive al más avanzado Ciclo Combinado de generación eléctrica.

La fuente primaria es, por lo general, combustible fósil, petróleo y sus derivados o gas natural, pero también puede ser algún combustible no convencional como bagazo, astillas, cáscaras, aunque se los usa en mucho menor escala.

Los equipamientos para estos sistemas pueden ser con un motor alternativo, Ciclo Otto, o Diesel, desde 10 Kw., hasta aquellos con turbinas de gas o a vapor, de 250 Mw o más, de potencia, siempre acoplados con uno o más intercambiadores de calor, calderas, o recuperadores de gases de escape, radiadores, etc.

Un sistema de cogeneración consiste en uno o más motores de combustión(generator fundamental de calor), en donde el calor de los gases de escape y/o el emanado en sus circuitos de refrigeración son aprovechados. También

los hay con turbina a vapor generando el vapor en una caldera. Por lo tanto podemos tener sistemas en base a motores alternativos ciclo Otto, Diesel, o unidades rotativas como las turbina de gas o a vapor.

Los sistemas con motores alternativos, que bien pueden ser a gas o gasoil, constan del motor que acciona a un generador(puede ser también una bomba o un compresor) y el calor se transfiere tanto de los gases de escape, como desde las camisas, radiador de cárter de aceite y del líquido refrigerante. Este calor se puede aprovechar para producir agua caliente o vapor. Sus tamaños van desde los 10 Kw. hasta los 1.800 o 2.500 Kw.

En cambio los de turbina de gas se complementa con una caldera de recuperación, por donde fluye todos los gases de escape. Se llama caldera porque puede generar vapor inclusive de alta presión. Los hay de 500Kw hasta 280 Mw.

Los sistemas con turbina a vapor, que son máquinas de combustión externa, se utilizan para grandes proyectos donde la demanda de vapor es muy alta, por ejemplo en las papeleras y/o destilerías. Estos sistemas pueden ser de potencias eléctricas menos de 1Mw. hasta los 700 Mw. Las turbinas son por lo general a contrapresión pero también las hay a condensación.

La utilización de los equipos de cogeneración es para cualquier consumidor que tenga procesos donde demande energía eléctrica y/o mecánica simultáneamente con calor, entendiendo a este último no solo donde existe un aumento de la temperatura sino donde haya un descenso de la misma, como ser climatización o refrigeración. Un factor importante a tener en cuenta son las horas/año de operación.

El uso más importante de la cogeneración está en la industria aunque se lo utiliza también en el sector servicios con módulos más pequeños y por ende con una escala de producción de energía menor.

6.2.1. Rendimientos y coeficientes

Se define como rendimiento global, a la suma de las energías mecánica o eléctrica mas la térmica útiles generadas dividido por la energía del combustible consumida.

Supongamos que poseemos un módulo compuesto por un turbogenerador de gas con un rendimiento del orden del 27 % y obteniéndose además una producción de calor del orden del 62 %, valores típicos de un ciclo de cogeneración con turbina de gas de una potencia del orden de 5 MW., entendemos como coeficiente energético o relación potencia calor a:

$$\text{Prod. de Energ. Elec./ Prod. de Energ. Term.}$$

Si consideramos que las cifras dadas mas arriba como unidades de energía, o sea en el sistema de cogeneración se producen 27 unidades de electricidad, 62 unidades de calor, siendo las 11 unidades restantes energías perdidas

$$\text{O sea en este caso: } 27 \text{ Unid. Eléc./ } 62 \text{ Unid. Térm.} = 0,435$$

Este coeficiente se denomina Sk y es relevante a los efectos de identificar posibilidades de Cogeneración.

El rendimiento global, por su parte, es igual a:

$$\frac{\text{Prod. Energ. Elec. + Prod. Energ. Term.}}{\text{Consumo Energ. del Comb.}} = (27 + 62)/100 = 89 \%$$

Esta relación también suele denominarse como utilización del combustible, sin embargo no se puede considerar equivalente a una eficiencia térmica. Solo puede ser comparado con otros sistemas para los mismos coeficientes energéticos

Finalmente, se define como rendimiento marginal eléctrico a la relación entre la energía eléctrica del ciclo de cogeneración frente a la energía que se consumiría para producir la misma cantidad de calor requerida en el proceso.

$$27 \text{ unidades} / (100 - 68,1 \text{ unidades}) = 85 \%$$

Este rendimiento da una idea de la eficiencia del combustible adicional que se consume en un ciclo de cogeneración comparado con el consumo que se produciría generando la misma cantidad de calor en una caldera convencional, valores, estos que superan ampliamente al del mejor Ciclo Combinado.

6.2.2. Sistemas de Cogeneración

Los sistemas de cogeneración se clasifican fundamentalmente en:

"Topping" o "de cabeza" donde el producto primario de la combustión es la generación de energía eléctrica-mecánica y el calor residual se aprovecha en procesos productivos. Las industrias alimenticia, papelera, textil, petrolera son las más aptas para el uso de esta tecnología. Las temperaturas máximas son de 500°C. Los equipamientos utilizados normalmente son Turbinas de gas y de vapor, ciclos combinados y motores de combustión interna.

"Bottoming" o "de cola" en los que la energía primaria se destina al calor de proceso industrial y la secundaria se emplea en la generación de energía eléctrica (horno cerámico o metalúrgico). La energía residual se utiliza generalmente en una caldera de recuperación, y al no ser necesario en el proceso se destina a la generación de electricidad. En las calderas de recuperación predomina la transferencia de calor por convección.

Los diferentes equipamientos están asociados a distintas relaciones (Sk) y sus datos principales se han sintetizado en el siguiente cuadro.

Diferentes sistemas de cogeneración

Ciclos	Turbo Vapor	Turbo gas	Cogen.C.C.	Mot.Altern.	Ciclo Combinado
Potencia Mw	0.1 a 250	0,5 a 300	10 a 300	0,015 a 3	25 a 800
Eficiencia %	10 a 30	20 a 40	30 a 50	35 a 45	40 a 55
Efic.Global %	75 a 85	70 a 80	80 a 90	75 a 85	45 a 55
Cost.Unit. U\$\$/Kw	1300-350	750-250	600-250	2180-300	900-350
Sk típicos	0,1-0,3	0,5-0,6	0,6-0,8	0,8-1	
Cons.Esp. Kwt/Kwe	1,2	1,6	1,5	1,4-2	

Merece recordarse que cada proceso productivo puede caracterizarse, por un coeficiente Sk.

En la Tabla siguiente, a modo de ejemplo, se pueden observar los valores medios de la relación Sk que se dan en distintos sectores de producción de la industria argentina y sistemas de generación adecuados a dichos valores:

Sector Industrial	R ₁ = Relación Calor/Electricidad	Sistema Adecuado
Aceites	3.5	Turbovapor
Frigorífico	3.2	Turbovapor
Lácteos	4.1	Turbogas
Textiles	2.6	Turbovapor
Celulosa Papel	4.6	Turbovapor
Hierro Acero	5.6	Turbovapor

6.2.3. Potencial Técnico de Cogeneración

A fin de determinar un potencial técnico de cogeneración, se han seleccionado aquellos sectores que presentan procesos productivos con ciertas necesidades de electricidad y calor, que podrían ser satisfechas por este tipo de equipamiento.

Dentro de los diferentes criterios que existen para elegir los sectores, y dado el elevado grado de agregación de la información se ha considerado como más adecuado el basado en el Coeficiente Energético (Sk), ya definido.

Las industrias pueden clasificarse de acuerdo a esta relación en termointensivas o electrointensivas. Sin embargo podría determinarse, en la profundización del análisis, que aún dentro de un mismo tipo de industrias, el índice oscila entre límites no muy próximos, y hasta en una misma planta aparecen variaciones que dependen de la hora, época del año, etc.

De acuerdo al conocimiento de consumo de energía por rama industrial, a partir de censos y encuestas industriales, se calcularon los distintos coeficientes energéticos Sk , por subrama.

En base a estos Sk y a los consumos de hidrocarburos en una proporción del 100% en todas las ramas excepto la celulosa y papel donde el porcentaje adoptado fue del 80 % de gas y un 20 % de hidrocarburos líquidos, se procedió a calcular los potenciales de energía en Mwh año, a cogenerar.

De acuerdo a estos cálculos, el potencial físico de cogeneración en el sector industrial para el año 2000 sería de 1096 Mw, sin considerar los sectores Siderúrgicos y las Destilerías, los cuales deben ser abordados caso por caso.

Dicho potencial se distribuye en las siguientes ramas o industrias: Cementera, Alimenticia, Química y Petroquímica, Celulosa y Papel, Cerámica. Cristalería y Textil.

6.2.4. Potencial económico

A los efectos de pasar del potencial técnico al potencial económico, resulta necesario considerar:

Costos de inversión y operación

Los costos de inversión dependen del sistema elegido, la cual depende de las características de demandas de energía eléctrica y de calor, definiendo, como ya hemos mencionado, un coeficiente energético Sk . Pero además en la selección de los posibles sistemas a instalar, debemos considerar aparte del coeficiente Sk , los siguientes criterios:

Aquellos sistemas con turbinas a gas, deben tener una demanda de potencia continua y donde el consumo de calor sea importante.

Los ciclos con turbinas a vapor son más factibles de ser utilizados cuando existe la posibilidad de que haya calor residual de procesos a un nivel térmico alto (sistemas bottoming).

Los motores alternativos son aconsejables cuando es requerido vapor de baja presión, o agua caliente a 115°C, o gases calientes, entre 90 y 150°C y donde el coeficiente energético sea alto, arriba de 0,5.

Los costos variables están en función del tamaño de las planta de Cogeneración guardando una relación con la unidad de generación.

Los costos de operación y mantenimiento están alrededor de 0,0015 u\$s. y 0,0045 u\$s por Kwh respectivamente, este último durante los primeros 5 años, para sistemas entre 5 a 15 Mwe de potencia tamaño que en mayor proporción tiene campo de aplicación en el país.

Cogeneración	Turbo gas 5/30 Mwe	Turbo gas 30/60 Mwe	Turbo gas 70/150 Mwe	Ciclo Combinado 40/200 Mwe	Turbo Vapor 80/200 Mwe
Inversión U\$\$/Kwe	700/550	500/400	430/280	480/250	800/500
Pay-back	7 a 8 años	5 a 6 años	3 a 4 años	3 a 4 años	8 a 9 años
Efic.global %	75/80	75/85	75/85	85/90	75/85
Cost.Comb. U\$\$/Kwe	0,01262	0,01232	0,01232	0,01155	0,0093
Costo O&M U\$\$/Kwe	0,006	0,0055	0,0055	0,0055	0,004

Aclaración: Los valores indicados en el cuadro son tan solo orientativos.

Referencias: Gas Turbine World 1998-99 Handbook, A Review of Cogeneration Equipment and Selected Installations in Europe R.U.E. 1992,

Proyecto de cogeneración en la Provincia de Buenos Aires, 1993-1994 Secretaria de Energía de la Nación

El Costo de Oportunidad: la compra al Servicio Público

Para el costo de electricidad cogenerada podemos tomar 2 caminos:

Caso 1. Uno es cuando la inversión inicial de la planta se halla totalmente amortizada, lo que significa que el costo solo es afectado por los costos variables de indicados en el punto anterior.

Sin embargo, el cogenerador, salvo excepciones, debe tener una reserva de potencia eléctrica y térmica.

En el caso de la energía eléctrica pasa por la reserva de potencia que la red pública debe tener para el usuario. Hasta el momento todos los contratos con la red, a través de la distribuidora, contempla cargos por reserva de potencia y por consumo de energía. Ese cargo por reserva de potencia es relativamente elevado, (5 \$ y 2,9 \$ Kw mes para los clientes de las distribuidoras Edenor y Edesur).

Caso 2. Considerando los gastos de amortización de la inversión inicial, a los costos anteriores habría que adicionarle los costos de inversión.

En cambio la energía eléctrica comprada al servicio público depende de que si el usuario está en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) como GUMA(Gran Usuario Mayor) o GUME(Gran Usuario Menor) o compra directamente al distribuidor. La inmensa mayoría de las industrias campo de nuestro análisis son GUMAS. Para ellos existen, para una parte del consumo los contratos en mercado a término y el resto de la demanda lo solicita en el mercado spot.

El precio promedio monómico de venta en el MEM durante el año 1998 osciló entre los 25 y 36 u\$/Mwh, dependiendo de las regiones donde las industrias se hallan ubicadas, y los términos del contrato firmado con el MEM. El precio estimado medio monómico de contratos fue de 31,5 u\$/Mwh más los impuestos. A este valor se le debe adicionar el valor de los peajes que cobran las distribuidoras a sus usuarios por la función técnica del transporte, que en el ámbito de Edenor, Edesur y Edelap está alrededor de 11 u\$/Mwh más los impuestos

En síntesis los costos comparados totales arrojarían los siguientes valores estimados:

Alternativa	U\$S/Mwh
Cogeneración	31.26
Cogeneración c/inv.	36.96
SP MEM	33,07
SP Distribuidor	47,40

Debido a las tarifas eléctricas por un lado y las del gas natural por el otro, además de los valores de potencia de reserva que se debe pagar, los períodos de retorno en emprendimientos de mediano porte con turbina de gas de 5 a 20 MWe. están en 6 años o más. Para los tamaños más grandes de 100 Mw o más, estos períodos bajan a valores más pequeños, fundamentalmente porque el valor de potencia de reserva que se debe pagar es mucho menor, ya que la alimentación a la planta es en alta tensión.

Lo resultados Económicos de los casos analizados no resultan muy atractivos desde la óptica de los potenciales cogeneradores, sobre todo porque el periodo de recuperación de la inversiones es considerado elevado (5/6 años).

Marco Regulatorio

El anexo 17 de los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y cálculo de precios en el mercado eléctrico mayorista aprobado por la resolución N° 61 del 29/04/92 modificada por la 206 del 28/07/94 y sustituida por la resolución 334 del 1/11/94 como anexo II, habla del cogenerador como un agente del MEM, y en particular en el punto 2e. como requisito básico para definir como auto y cogenerador estos deben tener una potencia instalada de generación eléctrica igual o mayor a UN(1) MW y con una disponibilidad para los autogeneradores que represente una capacidad propia de generación que cubra como mínimo el 50 % de su demanda de energía.

En el punto 3, expresa que el Cogenerador y al igual que los Generadores, Transportistas y Distribuidores, y sin mencionar a los Autogeneradores, deben tener como objeto social la realización de la actividad por la cual solicitan la habilitación.(caso de la cogeneración el objeto social debe ser cogenerar)

Las reglamentaciones vigentes tornan viables solo los grandes proyectos de cogeneración, fundamentalmente para el negocio de la venta de energía a la red pública.

Solo existe un marco regulatorio eléctrico nacional pero que abarca las áreas de Edenor, Edesur y Edelap, y en donde se contempla la existencia de cogeneradores, la venta de energía a la red o eventualmente a otros grandes consumidores, pero no está claro la forma y remuneración de una eventual venta de energía a la red, ni la venta a terceros. En el resto de las provincias adolecen de un marco específico regional o provincial.

En función de las consideraciones desarrolladas, se estima que el potencial económico de cogeneración está muy por debajo del potencial total estimado.

El potencial de cogeneración en la industria en el año 2000 sería del orden de 230 Mw en términos de potencia eléctrica y 1.724 Gwh de energía, técnica y económicamente factibles de llevar a cabo, sin que generen excedentes de energía eléctrica para vender a la red pública.

Los datos estimados por rama, serían:

Alimentos, Bebidas y Tabaco: 73 Mw
 Textil e Ind. del cuero: 15 Mw
 Papel y Celulosa: 45 Mw
 Química y Petroquímica: 82 Mw
 Cerámica y Vidrio: 15 Mw

Si existiera una acción positiva de parte del estado para promover este tipo de tecnologías como ser el cambio del marco regulatorio, establecer una normativa en que fomente el uso racional de la energía y que se establezca la obligatoriedad de compra de la energía eléctrica por parte del MEM o de las redes públicas, calificando a los sistemas de acuerdo a las normativas y realizando una evidente promoción el potencial técnico, se podrían estimar valores cercanos al potencial técnico.

Adoptando la hipótesis de una acción de promoción de la cogeneración y considerando que actualmente existen aproximadamente 307 Mw de potencia instalada, se han estimado los siguientes valores de potencia y energía posibles para los años de corte futuro.

Industria	1999		2004		2008		2012	
	Potencia Mw	Energía Gwh						
Energía Intensiva	307	1802	802	5592	937	6533	1070	7461
No energía Intensiva			276	2070	322	2415	368	2760
Total	307	1802	1078	7662	1259	8948	1438	10221

6.3. Las opciones de mitigación en el abastecimiento de energía

Las centrales eléctricas concentran actualmente la mayoría de las emisiones originadas en las actividades asociadas al abastecimiento de energía. El resto se produce por las emisiones fugitivas y la quema de combustible para satisfacer los requerimientos energéticos de la industria petrolera y gasífera (consumo propio del sector energético).

A los fines de este estudio y de acuerdo a los términos de referencia fijados por el Comitente, se decidió concentrar el análisis en el desarrollo de alternativas no emisoras en la industria eléctrica.

6.3.1. Las opciones en la industria eléctrica

En términos muy generales existirían para la industria eléctrica tres tipos diferentes de opciones de mitigación:

- sustituir los combustibles fósiles por otras fuentes energéticas en la generación de electricidad,
- mejorar la eficiencia con que se queman los combustibles fósiles, y
- reducir las pérdidas de transporte y distribución de electricidad.

La reducción de las pérdidas de distribución, que habían alcanzado valores excesivamente altos, es un objetivo explícito de las empresas distribuidoras eléctricas para mejorar su ecuación económica. De hecho, algunas de las distribuidoras eléctricas más importantes del país obtuvieron logros muy importantes en la consecución de este objetivo.

En la medida que el propio interés económico de las empresas las impulsa en este camino, no pareciera necesaria ninguna intervención explícita de los poderes públicos para lograr una mayor eficiencia en el sistema de distribución, más allá de haber fijado un tope del 14% de pérdidas para la fijación del nivel de tarifas eléctricas de las empresas privadas.

Sobre la base de estas consideraciones, se estimó que la reducción de las pérdidas de distribución se alcanzaría naturalmente en el Escenario Base, con los logros detallados en las pautas del Escenario Base, y que no se requerirían medidas adicionales para promover tal trayectoria.

Los estándares de pérdidas en la red de extra alta tensión siempre han sido razonables en el país y acordes a la distribución espacial de la generación y de la carga eléctrica. Por otro lado y dado que las pérdidas intervienen en la fijación de los precios que cada agente percibe y/o paga por la electricidad tomada de la red, es del interés económico de todos los agentes reducir tanto como se pueda las pérdidas en alta tensión. En consecuencia, tampoco en este caso se consideró necesario analizar opciones de mitigación tendientes a reducir las pérdidas de transmisión.

Con respecto a las oportunidades que brindaría mejorar la eficiencia con que se queman los combustibles fósiles en centrales térmicas, ya se explicó abundantemente los motivos que impulsan a los generadores eléctricos a optar por las tecnologías más eficientes disponibles en el mercado internacional de equipos. De igual manera, el protagonismo absoluto del gas natural no dejaría espacio para propiciar una mayor sustitución de derivados de petróleo y carbón, prácticamente no utilizados en las centrales eléctricas.

En función de estas consideraciones y a los efectos de este estudio, se estimó que las únicas opciones de mitigación que tendrían un impacto apreciable sobre las emisiones de GEI son aquellas que permitan reemplazar generación térmica convencional por electricidad obtenida a partir de tecnologías libre de emisión. Dentro de esta categoría se analizan 2 tecnologías: la hidroelectricidad y la generación eólica.

Generación hidráulica

Sobre un recurso hidroeléctrico teórico equivalente a 170 TWh/año, calculado en función de la pendiente y caudales de las cuencas hidrográficas nacionales, se estima que el recurso técnicamente aprovechable en Argentina ascendería a 130 TWh/año, de los cuales hoy se encuentra aprovechado alrededor del 25%. Por tanto, podría afirmarse que la elección de la estrategia de abastecimiento eléctrico por parte de los generadores privados tiene bases estrictamente económicas y no está condicionada por la falta de recurso hidroeléctrico.

Dentro del catálogo de aprovechamientos hidroeléctricos que podrían construirse en el país, no cabe duda que los únicos en condiciones de aportar masivamente generación de origen hidráulico son los emplazados en la cuenca del Plata, y especialmente sobre el río Paraná. Estos proyectos fueron objeto de innumerables estudios técnicos y económicos en el pasado. Sin embargo, los cambios producidos en la organización de la industria eléctrica en 1992, variaron sustancialmente los parámetros de decisión para invertir en su construcción.

Sólo algunos de estos proyectos fueron revisados atendiendo al nuevo contexto definido por la reforma de la industria eléctrica, estudios que en general produjeron un cambio en los parámetros básicos de las centrales, no sólo respecto de las técnicas constructivas que podrían disminuir los tiempos y costos de construcción, sino también en los niveles de empuntamiento de las centrales y su capacidad para producir energía secundaria.

Atendiendo a estas consideraciones, se seleccionaron como más viables 2 proyectos de la cuenca del Plata: ambos emplazados en tramos internacionales del río y que, por tanto, serían compartidos con el país limítrofe respectivo. A ellos se agregaron un conjunto de proyectos de menor capacidad ubicados en diferentes provincias.

Aún cuando los proyectos internacionales requerirían de un acuerdo específico entre los países involucrados para viabilizar su construcción, este no sería un obstáculo insalvable en el marco de la integración energética creciente en el MERCOSUR. De hecho, los eventuales socios (Paraguay y Brasil) han dado sobradas muestras de mantener el mismo interés que en el pasado por la construcción de las obras.

Sin embargo, debería cambiarse el tipo de acuerdo usado en el pasado en obras de este tipo, que incluían responsabilidades económicas y garantías asumidas por los Estados, para fijar las reglas de juego generales a las cuales deberían atenerse los inversores privados encargados de realizar y operar estas obras, en un contexto de organización y regulación de la industria eléctrica que no es homogéneo en los diferentes países.

En síntesis, las posibilidades de incrementar la generación hidroeléctrica en el Escenario de Mitigación se basarían, a los efectos de este estudio, en la construcción de las siguientes centrales:

CAPITULO IV

PROYECTOS HIDROELECTRICOS			
PROVINCIA	NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA TOTAL (MW)	EMA (GWh/año)
Chubut	Río Carrenleufu-Cierre Frontera	80	420
Chubut	Río Carrenleufu-Cierre La Elena	100	649
Chubut	Jaramillo	24	81
Chubut	La Caridad	42	257
Chubut	Puesto Bustos	115	561
Chubut	Río Hielo	50	327
Corrientes (***)	Garabi (Argentina-Brasil)	900	3750
Corrientes	Elevación cota Yacyretá	1000	3504
Mendoza	Potrerillos	130	565
Mendoza	Río Tunuyan Los Blancos I	324	800
Mendoza	Río Tunuyan Los Blancos II	144	380
Misiones	Río Paraná – Corpus	2880	19000
Neuquen	Río Neuquen - El Chihuido I	852	2600
Neuquen	Río Neuquen - El Chihuido II	300	1233
Neuquen	El Chaníar	25	155
Neuquen (**)	Collon Cura	376	1492
Neuquén-RíoNegro(*)	Río Limay-Cierre Senillosa	101	520
Neuquen - Río Negro	Río Limay – Michihuaio	621	2869
Río Negro (*)	Río Negro - Cierre Villa Regina	173	1053
Río Negro (*)	Río Negro – Cierre Allen	170	1101
Río Negro (*)	Río Negro – Cierre Mainque	174	1150
Río Negro (*)	Río Negro – Cierre Roca	168	1030
Salta	Las Maderas	30	125
San Juan	Punta Negra	60	296
San Juan	Caracoles	123	545
San Juan	Río San Juan – El Tambolar	70	343

Referencias:

- (*) Tienen impactos sobre medio ambiente natural y humano a nivel local.
- (**) No cuenta con el aval y apoyo de la Provincia.
- (***) Inunda una importante superficie de tierras fértiles, altamente productivas, que se encuentran en producción. Se considera el 50% de la potencia y energía.

Es decir que la capacidad instalada adicional esperada en equipamiento hidroeléctrico es de 9032 Mw para el año 2012. Mayor detalle sobre la selección de las mismas y los análisis incorporados se pueden encontrar en el capítulo V.

Como resultado de estas hipótesis, la estructura de capacidad instalada y de generación se modifica substantivamente con respecto a la considera en el escenario de base. Para mayor ilustración, los cuadros siguientes incluyen los resultados comparados, asumiendo que, en ambos casos la demanda a satisfacer es la misma.

Capacidad Instalada por tipo (Mw)							
Tipo	1997	2004		2008		2012	
	Base	Base	Hidro	Base	Hidro	Base	Hidro
Hidro	7582	9449	10817	9449	13984	9449	18481
Nuclear	1005	1005	1005	1750	1750	1750	1750
TV	4612	3705	3705	3705	3705	3705	3705
CC	605	8247	7247	13385	11185	17947	11185
TG	3621	2112	1912	2112	1112	2112	1112
Diesel	559	559	559	559	559	559	559
Eólica	12	12	12	12	12	12	12
Total	17996	25089	25257	30972	32307	35534	36804

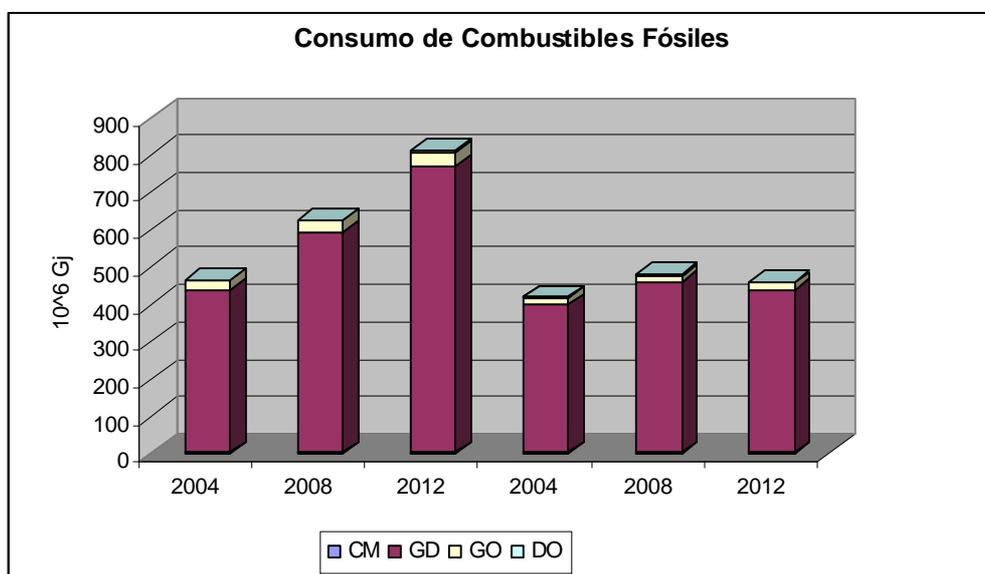
Generación por tipo (Gwh)							
Tipo	1997	2004		2008		2012	
	Base	Base	Hidro	Base	Hidro	Base	Hidro
Hidro	28117	34706	39896	35459	55009	35383	79858
Nuclear	7961	7483	7483	11498	11498	11498	11498
TV	17699	3887	3807	3887	3807	3887	3807
CC	2528	51946	46801	72857	58099	97923	56032
TG	10403	2775	2512	3315	1461	3676	1461
Diesel	396	372	372	372	372	372	372
Eólica	16	15	15	15	15	15	15
Total	67119	101185	100887	127404	130261	152754	153043

Se observa una diferencia estructural profunda, ya que:

- En el escenario de base la capacidad instalada en hidroelectricidad se reduce del 42% al 27% del total, mientras que la alternativa de mitigación incrementa dicha capacidad instalada al 50% del total.
- Los Ciclos Combinados alcanzan un porcentaje del 50% en el Escenario Base, mientras que la opción de mitigación los reduce al 30%, (partiendo en ambos casos de una participación muy baja en el año base: 3,4%).
- La generación implica porcentajes similares, si bien – dados los factores de utilización- la generación térmica con Ciclo Combinado es siempre superior al porcentaje de capacidad instalada.

El efecto sobre el consumo de combustibles fósiles es muy importante, tal como puede observarse en el gráfico, cuyas tres primeras barras indican los consumos del Escenario Base y las tres segundas los consumos en la alternativa Hidro para los mismos años de corte.

Para el último año de corte, la diferencia es del 77%, sobre todo concentrada en Gas Natural.



Generación Eólica

Respecto de la generación eólica debe aclararse que Argentina cuenta con un importante recurso eólico, en especial en la zona de la Patagonia, y que actualmente existen algunas experiencias de instalación de aerogeneradores conectados a la red del servicio público. En general, estas experiencias fueron realizadas por cooperativas eléctricas que, si bien están conectadas al sistema nacional o regional, reciben la energía del mercado con altos costos de transporte.

A los efectos de este estudio se realizaron estimaciones de potencial desarrollo eólico a partir de documentación y reuniones mantenidas con representantes de la Cámara de Generadores Eólicos, quienes brindaron una amplia información sobre los potenciales de instalación esperados y la evolución de los costos asociados a las diferentes alternativas.

Se supuso que en el Escenario de Mitigación estas tecnologías tendrían una mayor difusión en el futuro, pero restringida a las áreas donde el recurso es más abundante y a los pequeños sistemas aislados. Para el abastecimiento de los grandes centros de consumo se optó por opciones hidroeléctricas de generación masiva. Sin embargo, se estimó la interconexión al Sistema Interconectado Nacional, a los efectos de evacuar la energía que el Sistema Patagónico no podría absorber.

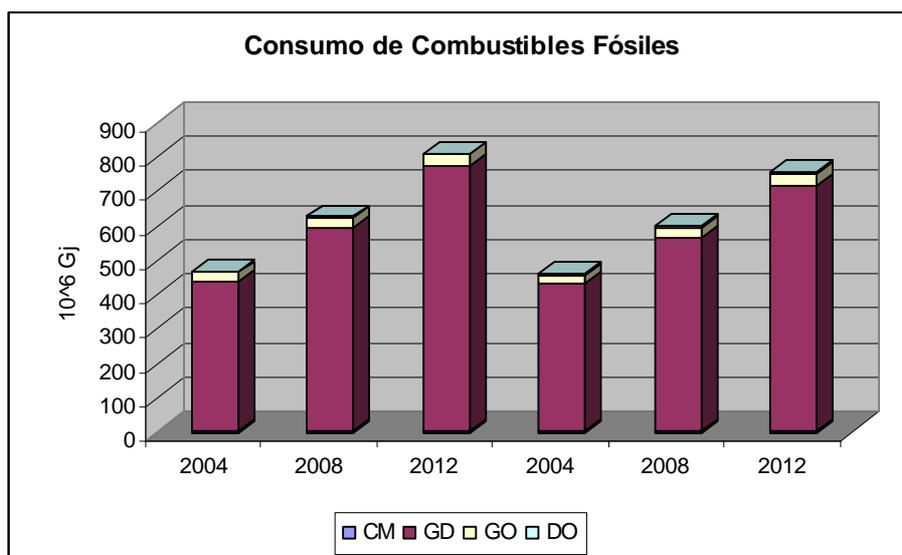
Sobre esta base se supuso que la generación eólica podría alcanzar una potencia instalada adicional de 1915 Mw, de acuerdo al detalle que se incorpora en el cuadro siguiente:

Provincia	Potencia MW	Inversión \$/Kwi	Año de Ingreso
Chubut	60	840	2001
	300	800	2003/06
	200	750	2007/10
Santa Cruz	100	780	2003/10
Buenos Aires	20	900	2001
	300	800	2002/06
	200	750	2007/10
La Pampa –Río Negro –Neuquén	25	900	2001
	250	800	2002/10
La Rioja	30	900	2001
	200	800	2002/10
Otras Provincias	30	900	2001
	200	800	2002/10

La posibilidad que estas hipótesis se conviertan en realidad depende de un conjunto de supuestos, entre los cuales merecen destacarse los siguientes:

- Efectivización de la interconexión del Sistema Patagónico antes del 2003.
- Existencia de Subsidios Nacionales de acuerdo a lo establecido en la Ley recientemente aprobada.
- Existencia de Subsidios Provinciales que se adiciones a los Subsidios Nacionales para mejorar la competitividad de la tecnología.
- Una tendencia, tal como se incluye en el cuadro, a la disminución de los costos de inversión.

El efecto sobre el consumo de combustibles fósiles implica ahorros que llegan al 7% en el año horizonte.



7. Las emisiones de GEI asociadas a las diferentes opciones de mitigación.

7.1. El Sector Transporte

Se ha aclarado ya en paginas anteriores y en el informe específico del sector transporte que las mejoras técnicas posibles fueron incorporadas en el Escenario Base. La opción de mitigación resultante fue, por lo tanto, la asociada con la mayor penetración del GNC en el Transporte de pasajeros, sustituyendo Gasolina y Gas Oil.

En consecuencia, se vuelcan en este punto el impacto que tiene sobre las emisiones de GEI el mayor uso de Gas Natural y la ganancia de “eficiencia en emisiones” provocada por tal penetración.

A tal fin, se han elaborado dos cuadros en base a los resultados obtenidos del modelo de proyección utilizado. En el primero de ellos se detallan los efectos directos, es decir, solo los atinentes a las emisiones del propio sector analizado, mientras que en el segundo se incluyen los efectos totales (directos e indirectos) que tendría el menor consumo de hidrocarburos líquidos en el sector transporte.

Emisiones comparadas directas Sector Transporte (Gg)							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Base	Mitiga	Base	Mitiga	Base	Mitiga
CO ₂	41070	50950	48700	57870	54340	63750	58680
CH ₄	37,1	51,16	86,25	59,82	128,96	69,08	170,71
N ₂ O	0,758	0,920	0,806	1,045	0,8339	1,145	0,837
Nox	338,6	409,08	402,8	456,03	446,86	496,22	483,11
CO	1544,4	1832,92	1607,5	2027,96	1670,99	2201,3	1674,69
COVDM	293,4	347,94	303,34	384,43	312,72	416,02	311,29

Los resultados incluidos en el cuadro anterior, permiten sacar las siguientes conclusiones:

- Las emisiones directas de CO₂ se reducen un 8% en el año horizonte al comparar ambos escenarios.
- Por el contrario las emisiones de CH₄ aumentan un 147% al realizar la misma comparación.
- El N₂O cae un 26,9%, mientras que en los gases indirectos la situación es dispar, aunque todo ellos disminuyen. Mientras el CO y las partículas se reducen entre un 24 y 25%, el Nox cae un 2,6%.
- Las emisiones específicas de CO₂ (Gg de CO₂ por GJ de energía), disminuyen un 4,3%, al año horizonte.
- Si se realiza el mismo cálculo para el CO₂ equivalente (solo sobre los gases directos) se observa que la disminución porcentual es mucho menor (0,9%) dado el incremento en las emisiones de CH₄.

CAPITULO IV

- La diferente estructura por fuentes genera una eficiencia distinta y, en consecuencia, el consumo energético total del sector es un 3,8% menor en la alternativa de mitigación que en la de base en 2012.

Si además de los efectos directos se consideran los indirectos, surgen los siguientes valores.

Emisiones comparadas totales Sector Transporte (Gg)							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Base	Mitiga	Base	Mitiga	Base	Mitiga
CO2	122383	152700	150820	181740	178670	212630	208050
CH4	716,19	689,31	756,12	805,35	934,05	936,44	1122,81
N2O	5,1	5,881	5,772	6,897	6,69	7,97	7,669
Nox	599,1	743,3	742,99	866,9	863,61	995,01	987,58
CO	2432	2304,06	2078,61	2591,1	2232,25	2865,49	2335,15
COVDM	372,3	421,5	379,64	470,41	399,88	515,23	410,2

El efecto total de los cambios en este sector revela algunos resultados interesantes:

- Las emisiones totales de CO2 se reducen un 2,2% al año horizonte con respecto al escenario base.
- Las emisiones de CH4 se incrementan el 20%.
- Para el resto de los gases hay variaciones que van desde algo más del 0% hasta el 6%.

A modo de comentario general, es importante destacar que la diferencia entre ambos escenarios se va haciendo menor a medida que nos alejamos en el tiempo, lo que revela un cierto grado de saturación para el porcentaje de participación que puede obtener el gas natural en este sector.

De todos modos, el papel del Gas Natural en el Transporte, revela que en 2012 podría implicar la reducción de más de 3 millones de Ton de CO2 por año, si bien se incrementan significativamente las emisiones de CH4.

7.2. Cogeneración

Resta evaluar el efecto de la sustitución de generación en el Servicio Público de Electricidad por Cogeneración.

Si bien se ha supuesto una modesta penetración de esta opción, la evaluación de su impacto permite medir cuán importante sería su aporte si se asumieran índices mayores de penetración y estimar las bondades de un programa que favoreciera el uso de esta alternativa.

Se sigue el mismo método de presentación que en los casos anteriores y con el mismo esquema de cuadros.

Emisiones comparadas directas Eólica (Gg)							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Base	Mitiga	Base	Mitiga	Base	Mitiga
CO2	18050	24080	22020	32210	29460	41870	38120
CH4	0,05	0,05	0,04	0,07	0,06	0,08	0,07
N2O	0,811	0,95	0,873	1,258	1,148	1,616	1,472
Nox	33,06	47,37	43,26	63,74	58,17	82,76	75,4
CO	5,39	8,04	7,33	10,87	9,9	14,16	12,88
COVDM	0,07	0,35	0,32	0,46	0,42	0,58	0,53

Los resultados incluidos en el cuadro anterior, permiten sacar las siguientes conclusiones:

- Las emisiones directas de CO2 se reducen un 9% en el año horizonte al comparar ambos escenarios.
- El N2O se reduce un 9%, mientras que en los gases indirectos caen en porcentajes similares.

La incorporación de los efectos indirectos genera los siguientes resultados.

Emisiones comparadas totales Eólica (Gg)							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Base	Mitiga	Base	Mitiga	Base	Mitiga
CO2	122383	152700	150560	181740	178810	212630	208790
CH4	716,19	689,31	685,23	805,35	800,78	936,44	931,5
N2O	5,1	5,881	5,804	6,897	6,786	7,97	7,826
Nox	599,1	743,3	739,19	866,9	861,3	995,01	987,59
CO	2432	2304,06	2303,06	2591,1	2589,65	2865,49	2863,64
COVDM	372,3	421,5	421,3	470,41	470,0	515,23	514,7

El efecto total implica:

- Las emisiones totales de CO2 se reducen un 1,8% al año horizonte con respecto al escenario base.
- Para el resto de los gases las variaciones no son significativas.

La reducción de emisiones no es menor, ya que permitiría reducir por año casi 4 millones de toneladas de CO2.

7.3. Hidroenergía

Ya se ha detallado las hipótesis y efectos que sobre la estructura de capacidad instalada y generación, tuvo la importante penetración de proyectos hidroeléctricos.

Al igual que como se ha hecho con el sector transporte, toca ahora explicitar que impacto ha tenido dicha sustitución sobre las emisiones de GEI, siguiendo el mismo criterio, medición de efectos directos y efectos indirectos.

Emisiones comparadas directas Hidroenergía (Gg)							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Base	Mitiga	Base	Mitiga	Base	Mitiga
CO2	18050	24080	21350	32210	25060	41870	24111
CH4	0,05	0,05	0,05	0,07	0,05	0,08	0,05
N2O	0,811	0,95	0,849	1,258	0,988	1,616	0,952
Nox	33,06	47,37	41,94	63,74	49,33	82,76	47,42
CO	5,39	8,04	7,11	10,87	8,38	14,16	8,05
COVDM	0,07	0,35	0,31	0,46	0,36	0,58	0,35

Los resultados incluidos en el cuadro anterior, permiten sacar las siguientes conclusiones:

- Las emisiones directas de CO2 se reducen un 42% en el año horizonte al comparar ambos escenarios.
- Las emisiones de CH4 caen el 37,5% al realizar la misma comparación.
- El N2O se reduce un 41,1%, mientras que en los gases indirectos caen en porcentajes similares.
- Las emisiones específicas de CO2 (Gg de CO2 por Gj de energía), disminuyen un 42%, al año horizonte.

La incorporación de los efectos indirectos genera los siguientes resultados.

Emisiones comparadas totales Hidroenergía (Gg)							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Base	Mitiga	Base	Mitiga	Base	Mitiga
CO2	122383	152700	149860	181740	174270	212630	194410
CH4	716,19	689,31	683,88	805,35	793,74	936,44	913,43
N2O	5,1	5,881	5,779	6,897	6,826	7,97	7,307
Nox	599,1	743,3	737,83	866,9	852,45	995,01	959,57
CO	2432	2304,06	2302,85	2591,1	2588	2865,49	2858,4

CAPITULO IV

COVDM	372,3	421,5	421,24	470,41	469,84	515,23	514,2
-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	-------

El efecto total de los cambios en este sector revela algunos resultados interesantes:

- Las emisiones totales de CO2 se reducen un 8,6% al año horizonte con respecto al escenario base.
- La reducción de CH4 es del 2,5%.
- El CO2 equivalente cae un 8,1%, con respecto al escenario base.
- Para el resto de los gases hay variaciones que van desde algo más del 0% hasta el 8%.

Tomada en forma aislada, la sustitución de generación térmica por hidráulica representa la opción de mitigación más interesante, desde el punto de vista de su efecto sobre la reducción de emisiones. Al año horizonte, la generación hidráulica implica reducir más de 18 millones de toneladas de CO2 por año.

7.4. Energía Eólica

Si bien se trata de una tecnología cuya magnitud de penetración no se ha supuesto como muy importante, resulta pertinente explicitar que efecto tiene sobre las emisiones, sobre todo considerando que una mayor relevancia en el largo plazo podría implicar reducciones relativamente importantes de GEI.

Se sigue el mismo método de presentación que en los casos anteriores y con el mismo esquema de cuadros.

Emisiones comparadas directas Eólica (Gg)							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Base	Mitiga	Base	Mitiga	Base	Mitiga
CO2	18050	24080	23660	32210	30830	41870	38440
CH4	0,05	0,05	0,05	0,07	0,06	0,08	0,08
N2O	0,811	0,95	0,935	1,258	1,203	1,616	1,506
Nox	33,06	47,37	46,54	63,74	60,81	82,76	76,93
CO	5,39	8,04	7,9	10,87	10,36	14,16	13,15
COVDM	0,07	0,35	0,34	0,46	0,44	0,58	0,54

Los resultados incluidos en el cuadro anterior, permiten sacar las siguientes conclusiones:

- Las emisiones directas de CO2 se reducen un 8% en el año horizonte al comparar ambos escenarios.
- El N2O se reduce un 6,8%, mientras que en los gases indirectos caen en porcentajes similares.
- Las emisiones específicas de CO2 (Gg de CO2 por Gj de energía), disminuyen un 7,7%, al año horizonte.

La incorporación de los efectos indirectos genera los siguientes resultados.

Emisiones comparadas totales Eólica (Gg)							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Base	Mitiga	Base	Mitiga	Base	Mitiga
CO2	122383	152700	152260	181740	180220	212630	209630
CH4	716,19	689,31	688,49	805,35	803,03	936,44	932,66
N2O	5,1	5,881	5,865	6,897	6,841	7,97	7,861
Nox	599,1	743,3	742,46	866,9	864	995,01	989,17
CO	2432	2304,06	2303,92	2591,1	2590,53	2865,49	2864,35
COVDM	372,3	421,5	421,49	470,41	470,37	515,23	515,08

El efecto total implica:

- Las emisiones totales de CO2 se reducen un 1,4% al año horizonte con respecto al escenario base.
- La reducción de CH4 es del 0,4%.

- El CO2 equivalente cae un 1,3%, con respecto al escenario base.
- Para el resto de los gases las variaciones son insignificantes.

La reducción de emisiones no es menor, ya que permitiría reducir por año un volumen similar al que ha resultado de la penetración de GNC en Transporte. (3 millones de toneladas de CO2 por año).

8. Algunas conclusiones

Si bien las diferentes opciones analizadas no han sido combinadas en un escenario único y, en consecuencia, sus efectos no se pueden sumar, resulta pertinente destacar algunos resultados relevantes.

Es evidente que la magnitud del efecto esta asociado a la magnitud de la acción. La penetración relativamente masiva de la Hidroenergía (9000 Mw) en los próximos doce años es la acción que generaría el impacto más importante y la que permite la concentración de los esfuerzos en un número limitado de proyectos.

El resto de las opciones planteadas tienen un impacto bastante similar sobre las emisiones (especialmente las de CO2), ya que todas ellas permiten una reducción de entre 3 y 4 millones de toneladas de CO2 por año.

Los cuatro casos estudiados tienen un elemento en común: su efectivización requiere de una decisión política orientada a generar las condiciones de mercado para que los potenciales técnico-económicos identificados se conviertan en una alternativa cierta para los decisores de los sectores de consumo o abastecimiento.

Las hipótesis sobre las cuales se basan las expectativas de desarrollo de la energía eólica (subsidios nacionales, provinciales y desgravaciones impositivas) y la experiencia de las condiciones bajo las cuales se están desarrollando actualmente inversiones en el centrales hidroeléctricas (subsidios provinciales, por ejemplo) indican que solo a través de políticas activas de intervención se pueden lograr los resultados estimados. Las opciones referidas al Transporte y la Cogeneración, por su parte, requieren de modificaciones de precios, tarifas y marcos regulatorios.

Dado que es esperable que todas las opciones presenten costos adicionales – tanto directos como de intervención e implementación-, la decisión de actuar para poder modificar la trayectoria del mercado, implica asumir dichos costos.

Anexo

Acciones de mejora técnica incluida en los Escenarios de Base

Introducción

Al realizar la presentación de los escenarios se estableció que el criterio para desarrollar el Escenario de Base (tendencial o del tipo “Business as usual”) implicaba asumir una mejora de la eficiencia proyectando la tendencia observada.

De este modo, el propio escenario base incluye una mejora, en cuanto a la reducción de emisiones que está asociada a la mejora de eficiencia prevista.

Hubo dos sectores que, en particular, muestran un incremento de eficiencia sustantivo. En ambos casos, se presentan que sobre las emisiones de la totalidad de los gases tiene tal mejora de eficiencia.

Sector Transporte

Se había manifestado que el escenario base incluía mejoras técnicas muy importantes, como se han observado en el Capítulo III. A efectos de explicitar el impacto de las mismas, frente a la alternativa de mantener congelada la eficiencia del sector, se incluyen a continuación los resultados directos de dicha mejora de eficiencia.

Ganancia de eficiencia incorporada en el Escenario Base (Gg)							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Congelad o	Base	Congelad o	Base	Congelad o	Base
CO ₂	41070	52920	50950	63200	57870	73950	63750
CH ₄	37,1	53,88	51,16	68,16	59,82	85,27	69,08
N ₂ O	0,758	0,949	0,920	1,127	1,045	1,306	1,145
Nox	338,6	419,66	409,08	490,38	456,03	563,15	496,22
CO	1544,4	1926,58	1832,92	2256,99	2027,96	2628,4	2201,3
COVDM	293,4	360,65	347,94	421,47	384,43	488,13	416,02

- Las emisiones de CO₂ son un 14% menores en 2012.
- Las emisiones CH₄ se reducen el 19% en el mismo año.
- El N₂O cae el 13%, mientras que los gases indirectos se reducen entre un 13 y un 16%.

Todas estas reducciones están asociadas a una importen caída en el consumo de energía, es decir son producto de una mayor eficiencia y no de una sustitución entre fuentes. De hecho las emisiones específicas prácticamente no se modifican.

La diferencia con un escenario de eficiencia congelada es muy importante, más de 10 millones de toneladas de CO₂ en el año horizonte, producto de las hipótesis incluidas en el capítulo III con respecto a la reducción esperada en los consumos específicos de los diferentes modos de transporte.

Las ventajas de esta ganancia de eficiencia se combinan, en consecuencia, con las mejoras debidas al proceso de sustitución supuesto como opción de mitigación y, como surge las cifras, son mucho más importantes que las debidas a penetración de GNC.

Sector Residencial

En el caso del Sector Residencial se observa una situación similar en los usos relacionados, especialmente, con el consumo de electricidad y gas natural.

CAPITULO IV

La evolución en la eficiencia de uso de los diferentes equipamientos lleva a reducir el consumo de energía sectorial en un 8,5% anual (al año 2012), frente a la hipótesis de un escenario de eficiencia congelada.

El efecto que esto tiene sobre las emisiones de GEI, puede observarse en el cuadro siguiente.

Ganancia de eficiencia incorporada en el Escenario Base (Gg)							
Efectos Directos							
Gases	1997	2004		2008		2012	
		Congelad o	Base	Congelad o	Base	Congelad o	Base
CO2	18333	22530	21320	25430	23350	28460	25280
CH4	0,96	1,17	1,12	1,31	1,22	1,45	1,31
N2O	1,455	1,653	1,569	1,767	1,632	1,84	1,655
Nox	15,57	19,32	18,29	21,94	20,16	24,66	22,01
CO	144,91	179,41	171,75	200,73	188,12	223,5	205,49
COVDM	22,25	27,54	26,35	30,81	28,86	34,31	31,53

- Los efectos directos, calculo sobre las emisiones del sector sin incorporar los efectos indirectos, implican una reducción del 2,9% de la emisiones específicas de CO2 equivalente (Gases Directos) con respecto al consumo de energía (2012).
- Las emisiones de CO2 se reducirían al 11,2% (2012) frente al escenario de eficiencia congelada, las de CH4 un 9,7% y las de N2O un 10,1%.
- Los gases indirectos sufren reducciones que oscilan entre 8 y 11%.
- El efecto sobre las emisiones totales (considerando los efectos indirectos del menor consumo de energía del Sector Residencial) implican los siguientes impactos:
 - El CO2 se reduciría un 1,5% en el año horizonte con respecto a los datos del escenario congelado.
 - El CH4 cae el 2,8% al mismo año y en base a idéntica comparación.
 - El CO2 equivalente se reduce el 1,6%.

En síntesis las mejoras de eficiencia incluidas en el escenario de base tienen por efecto emitir –al año 2012- 3,3 millones de toneladas de CO2 menos por año en comparación con un escenario congelado y menores reducciones de todos el resto de gases. Es decir, constituye per se una “acción” de mitigación importante.

Capítulo V:
Costos de Mitigación

1. Introducción

Asumiendo que las acciones que tengan por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero o incrementar la capacidad de los sumideros implica la utilización de recursos que pueden tener usos alternativos, el propósito de este Capítulo es realizar una estimación preliminar de los costos directos que tendría llevar adelante acciones de mitigación de dichos gases.

El desarrollo de proyectos y acciones de mitigación supone la existencia de una política explícita y una estrategia para implementar proyectos que no han sido incluidos en el escenario de base. **Los llamados costos de mitigación son, en consecuencia, la diferencia de costos que existe entre las opciones incluidas en el escenario base y las analizadas en el capítulo anterior como proyectos para reducir las emisiones de GEI.**

Los efectos de los proyectos de mitigación son múltiples: económicos, sociales, ambientales; muchos de tales efectos pueden ser identificados, cuantificados, valorizados y monetizados, mientras que otros pueden alcanzar el nivel de identificación y cuantificación pero no pueden ser transformados en unidades monetarias. Se trate o no de valores monetizados, las alternativas que se analicen y comparen tienen múltiples costos y beneficios asociados; el conocimiento, lo más acabado posible, de dichos costos y beneficios, constituye un insumo básico para definir un vector de impactos que brinde información para la toma de decisión. En esta categoría de impactos no monetizados o monetizables ingresan tanto los efectos económicos como los sociales y ambientales.

El análisis de costos de mitigación, en general, se limita a los costos económicos que pueden ser identificados, medidos, cuantificados, valorizados y monetizados; se trate de un análisis desarrollado a precios de mercado o a precios de cuenta. La diferencia entre una y otra alternativa se asocia a los flujos identificados, según que la óptica sea individual o colectiva y a la valorización de dichos flujos, según que los precios de mercado estén reflejando o no la verdadera escasez de los recursos o bienes en análisis o que, simplemente, dichos precios existan.

Dado que la óptica con la que se aborda el problema del Cambio climático no es la óptica individual sino la óptica colectiva, las metodologías usualmente en práctica sugieren que los costos y beneficios deben calcularse analizando el efecto de los proyectos desde la economía en su conjunto y no desde una óptica individual. Dicho Análisis Beneficio-Costo supone la necesidad de modificar los flujos “financieros” de los proyectos y utilizar “Precios de Cuenta” para la monetización de los efectos positivos y negativos.

Sin embargo, dicho abordaje presenta múltiples restricciones, dificultades y cuestionamientos, asociados a diferentes niveles de análisis.

- Los menos importantes se asocian a la propia dificultad que entraña la estimación y cálculo de los precios de cuenta y las hipótesis explícitas o implícitas que significa la determinación de los mismos.
- En un segundo nivel se ubica el nivel del análisis subyacente, parcial en el que todas las relaciones del proyecto con el resto del sistema socioeconómico solo pueden expresarse a través del sistema de precios. La posibilidad de un análisis sistémico que explicita las interrelaciones mutuas y los efectos en el espacio y en el tiempo no pueden ser internalizados por las metodologías Beneficio-costo.
- El elemento de mayor relevancia se asocia con el propio marco teórico conceptual, sus hipótesis, supuestos, consecuencias e implicancias. La necesidad de predefinir una función objetivo colectiva o de bienestar social colectivo a la cual deberían referenciarse dichos precios de cuenta, el hecho que la distribución del ingreso sea un dato que esta fuera del análisis y la estimación de los precios se haga en el marco de un modelo estático frente a una realidad dinámica, han constituido y constituyen elementos de suficiente peso para recomendar cautela en confiar en la validez de los precios obtenidos a través de esta metodología y aconsejan la no utilización de este tipo de análisis para tomar decisiones que sustenten políticas o estrategias asociados al problema que nos preocupa o a cualquier otro que se refiera al desarrollo de largo plazo.

Es por ello que el presente Capítulo basa la estimación de los efectos monetizables en precios de mercado, asumiendo una óptica financiera para el cálculo de tales efectos. Aun bajo esta hipótesis, la evaluación de los costos de mitigación es dificultosa e implica un grado significativo de incertidumbre, dada la cantidad de elementos en juego, la limitación de información disponible y el desconocimiento o conocimiento parcial de un futuro relativamente lejano.

Manteniendo la óptica de precios de mercado, se supone que los beneficios se asocian con objetivos a cumplir y que lo relevante es alcanzar dichos objetivos al menor costo posible. El análisis se limita, en consecuencia, al cálculo de los costos, aplicando el principio de costo-efectividad.

Finalmente, como costos identificados, incluyen aquellos asociados a los proyectos en forma directa, es decir costos directos de las alternativas. Los costos indirectos, los de implementación (administrativos, de remoción de barreras, de transacción, etc.), los macroeconómicos (impactos distributivos, sobre sector externo, sobre PBI, sobre finanzas públicas, etc.) y los que, en general, no se manifiestan en el mercado, no han sido cuantificados y monetizados.

En consecuencia, los resultados de los escasos ejemplos mostrados, deben considerarse como sumamente preliminares y asociados a lo que podrían considerarse escalones o niveles mínimos de dichos costos.

Aun habiendo acotado el alcance de nuestro análisis, existen diferentes alternativas para el cálculo de los precios unitarios o específicos (por unidad de gas “no emitido”). En efecto, dicho cálculo puede realizarse a nivel total o diferencial; incremental o marginal, medio marginal o medio incremental. A los efectos de este análisis, y dada la metodología de escenarios utilizada, se ha considerado como alternativa más conveniente la utilización del principio de cálculo diferencial (diferencia de costos entre la alternativa de base y la de mitigación), estimada en forma unitaria en base a las emisiones incrementales. En síntesis, el numerador del indicador está constituido por la diferencia de costos totales entre la alternativa de mitigación y la alternativa de base sustituida y el denominador por la diferencia entre emisiones totales sectoriales del escenario de base y el “escenario” que incluye la opción de mitigación (“ceteris paribus”).

Por otra parte, dichos cálculos unitarios se han estimado para el gas del cual el sector tiene una responsabilidad significativa, es decir, Dióxido de Carbono.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para generación hidroeléctrica, eólica y cogeneración. Los resultados referentes al Sector Transporte se han incluido en el informe especial del Sector.

2. La Industria Eléctrica

2.1. Introducción

Tal como se indicara, las alternativas de mitigación en la industria eléctrica se concentran en el segmento de generación, asumiendo la mayor penetración de Hidroenergía y energía eólica en sustitución de gas natural.

Estas opciones plantean una estructura de generación con una mayor participación de fuentes no emisoras sobre la base de proyectos identificados y evaluados que ofrecen las mejores condiciones de competitividad frente a las alternativas analizadas en el escenario de base. En tal sentido se han planteado equipamientos hidroeléctricos y turbinas eólicas sustituyendo equipamiento térmico basado en gas natural.

La metodología de evaluación utilizada fue flujos descontados, sobre la base del principio de costo-efectividad y aplicando el criterio de anualidades, es decir se calculó el Costo Anual Equivalente.

2.2. Sustitución de generación térmica por hidráulica

La posibilidad de desarrollar un nuevo programa hidroeléctrico constituye una de las opciones de mayor impacto sobre las emisiones de GEI. El presente estudio ha recreado potenciales proyectos que, con diferentes grados de estudio, se hallan identificados como opciones con mayor o menor grado de probabilidad de ejecución.

En consecuencia, este ítem incluye los siguientes pasos:

- Identificación de potenciales proyectos hidroeléctricos
- Actualización de la información técnica y económica sobre los mismos
- Selección de las opciones de mayor posibilidad y determinación de su potencial periodo de ingreso
- Cálculo de los costos de mitigación por periodo
- Presentación de resultados e indicadores relevantes.

Identificación de potenciales proyectos hidroeléctricos.

Como resultado de reuniones mantenidas con funcionarios de la Secretaría de Energía, se identifican un listado de proyectos en cartera que podrían, eventualmente, alimentar un programa de inversiones que incluyera alternativas hidro como opciones de generación de electricidad.

Dicho listado preliminar está compuesto por:

PROYECTOS HIDROELECTRICOS			
PROVINCIA	NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA TOTAL (MW)	EMA (GWh/año)
Mendoza	Río Grande-Cierre Portezuelo del viento	240	1065
Neuquen	Río Neuquen - El Chihuido I	852	2600
Misiones	Río Paraná – Corpus (Argentina-Paraguay)	2880	19000
Mendoza	Río Grande –Cierre Bardas Blancas	120	530
Mendoza	Río Grande - Cierre La Estrechura	100	440
Mendoza	Río Grande - Cierre Risco Negro	170	730
San Juan	Río San Juan – El Tambolar	70	343
Río Negro (*)	Río Negro – Cierre Allen	170	1101
Río Negro (*)	Río Negro – Cierre Mainque	174	1150
Río Negro-Neuquen (*)	Río Limay-Cierre Senillosa	101	520
Neuquen	Río Neuquen - El Chihuido II	300	1233
Chubut	Río Carrenleufu-Cierre Frontera	80	420
Chubut	Río Carrenleufu-Cierre La Elena	100	649
Chubut	Río Hielo	100	327
Corrientes (***)	Garabi (Argentina-Brasil)	900	3750
Corrientes	Río Paraná - Itati-Itacora (Argentina-Paraguay)	1660	11000
Mendoza	Río Diamante El Baqueano	182	476
Mendoza	Río Tunuyan Los Blancos I	200	800
Mendoza	Río Tunuyan Los Blancos II	60	380
Mendoza	Río Grande - Cierre El Seguro	120	525
Neuquen (**)	Collon Cura	376	1492
Río Negro (*)	Río Negro - Cierre Villa Regina	172	1053
Río Negro (*)	Río Negro – Cierre Roca	168	1030
Neuquen - Río Negro	Río Limay – Michihuao	621	2869
Neuquen - Río Negro	Río Limay – Pantanitos	189	884
Chubut	Jaramillo	24	81
Chubut	La Caridad	42	257
Chubut	Puesto Bustos	115	561

Referencias:

- (*) Tienen impactos sobre medio ambiente natural y humano a nivel local.
- (**) No cuenta con el aval y apoyo de la Provincia.
- (***) Inunda una importante superficie de tierras fértiles, altamente productivas, que se encuentran en producción.

Adicionalmente se incorporaron proyectos cuya ejecución ya se encuentra en proceso o es altamente probable.

Proyecto	Potencia MW	Energía Gwh	Año de Ingreso
Yacyretá	1000	3504	2003
Potrerillos	130	565	2003
Caracoles	123	545	2003
Punta Negra	60	296	2003
El Chañar	25	155	2001
Las Maderas	30	125	2003

Estos proyectos se han adicionado al listado anterior, a efectos de proceder a la selección definitiva.

Actualización de la información técnica y económica sobre los mismos

En lo referente al listado identificado en primer termino, se procedió a la revisión de la información técnica y estimación de los parámetros económicos más relevantes.

En el Cuadro que se acompaña, se vuelca la siguiente información:

- 1) Presupuestos actualizados a Diciembre de 1998 de proyectos hidroeléctricos, incluyendo el costo de vinculación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), en el nodo más cercano.
- 2) Parámetros energéticos actualizados: Potencia Instalada y Energía Media Anual.
- 3) Plazos de construcción
- 4) Estado de desarrollo del proyecto: Inventario, Prefactibilidad, Factibilidad o Proyecto Básico.
- 5) Cronogramas de inversión.

Para la estimación de los valores actualizados, se recopiló la información disponible sobre los proyectos mencionados, consultando la documentación elaborada por AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA S. E., HIDRONOR, COMIP, PROINSA (Proyectos de Ingeniería S. A.) y otros.

Dado el escaso tiempo disponible y la abundancia de la documentación relevada, para la realización del trabajo se adoptaron las siguientes hipótesis:

- a) No se efectuaron en ningún caso revisiones de proyecto ni de los criterios de diseño o cálculo utilizados por los proyectistas.
- b) Se mantuvo la información básica usada en el proyecto, aún cuando la misma pudiere haber sido modificada a posteriori de la elaboración del proyecto. Este es el caso de las series hidrológicas, que en algunos ríos, por aportes ricos de los últimos años, ha modificado el módulo del río y, eventualmente, los valores de crecidas de diseño.

En cuanto a proyectos específicos, deben realizarse las siguientes consideraciones:

- En el caso del proyecto Garabí, se ha contado con un estudio que ha sido recientemente contratado por AGUA Y ENERGÍA S. E. en Liquidación. El trabajo consistió en el análisis de los costos del proyecto Básico disponible y el planteo de alternativas de menores costos. Se realizaron alternativas de diferentes potencias, se calcularon presupuestos para una y dos casas de máquinas y se calculó la Energía Media Anual (EMA). En lo que respecta a la producción energética, se obtuvo una EMA (Energía Media Anual) mayor a la determinada en los estudios originales debido, entre otras razones, al aumento del 7% del módulo del río Uruguay. En el presente informe, se han volcado los datos correspondientes a Garabí con una casa de máquinas, para la alternativa de 1.800 MW de potencia instalada. Se supone que Argentina toma el 50% de la energía generada.
- Para el proyecto Corpus se ha consultado la última información disponible, el estudio de prefactibilidad realizado para la COMIP correspondiente a los Cierres Itacurubí y Pindo-i. El sitio de Itacurubí está situado aproximadamente a 59 km. aguas arriba de Encarnación y Posadas, a 1642 km. de la confluencia del Paraná con el Río de la Plata. El sitio de Pindo-i está a 16 km. aguas arriba de Itacurubí.
- En este proyecto se estudiaron variantes con turbinas Bulbo y Kaplan para el cierre Itacurubí y turbinas Kaplan para el cierre Pindo-i. Los resultados de los análisis aconsejan adoptar la variante con Turbinas Bulbo en el cierre Itacurubí, dado que con la misma y utilizando técnicas fast-track se logra una disminución de los plazos de construcción de la obra. Los ahorros de tiempo son de 1,5 y 3 años frente a las Alternativas Kaplan en Itacurubí y Pindo-i respectivamente. No obstante las ventajas del cierre Itacurubí, la decisión definitiva de su adopción está sujeta a los resultados de estudios Geológicos que deben realizarse en el sitio del emplazamiento propuesto. En este caso, se supone que Argentina toma el 100% de la energía generada.

- Con referencia a los proyectos El Chihuido y Chihuido II cabe destacar que el río Neuquén transporta sedimentos en suspensión en sus aguas, por lo que la construcción en primer término del aprovechamiento Chihuido II haría que dichos sedimentos se depositen en su embalse, lo que podría provocar el atarquinamiento de su toma de agua en un plazo estimado del orden de 25 años, además de disminuir su producción energética. El embalse de El Chihuido es de mayor volumen que el de Chihuido II, y le permitiría acumular la sedimentación mencionada sin afectar sensiblemente la capacidad de embalse y generación de ambas obras. Debe destacarse además, que el proyecto El Chihuido cuenta con una mayor cantidad de información producto de los estudios de campo realizados.
- La construcción de los proyectos hidroeléctricos existentes sobre los ríos Limay y Neuquén, ha permitido el control de las crecidas de los mismos y le ha dado mayor seguridad a la población de la región. Esta mayor seguridad ha llevado a una ocupación de las tierras linderas, con asentamientos en algunos casos en el lecho mismo del río. El peligro de esta situación reside en que si se produjera una crecida de una recurrencia relativamente alta, se verán dañadas esas instalaciones, lo que de hecho ha llevado a la provincia de Neuquén a la ejecución de terraplenes de defensa. La construcción de los aprovechamientos hidroeléctricos sobre el río Negro, además de los beneficios de la generación eléctrica, independizará el funcionamiento hidráulico del río respecto del valle, contribuyendo también a resolver el problema del drenaje que se presenta en estos momentos en lugares de la región.

Los cronogramas de inversiones que se presentan en el cuadro han sido desarrollados en función de las particulares características de cada obra y de acuerdo a los criterios constructivos adoptados. En el caso particular de los proyectos que se encuentran en nivel de Inventario, se han adoptado cronogramas típicos, obtenidos de experiencias realizadas.

El diferente grado de avance de los proyectos conlleva un diferente nivel de conocimiento o desconocimiento de los distintos componentes del mismo. Así, puede estimarse que a medida que se avanza en el grado de desarrollo de los estudios, aumenta la exactitud de los cómputos, tratamientos a realizar en fundaciones, etc. La experiencia indica que a medida que se conocen más datos de proyecto, los mismos se encarecen. Para colocarlos en un mismo nivel, desde el punto de vista presupuestario, se sugiere afectar los costos de los mismos con un coeficiente de compatibilización, de acuerdo al nivel de avance de los estudios:

Nivel	Coficiente
Inventario	1.30
Prefactibilidad	1.15
Factibilidad	1.10
Proyecto Básico	1.00

Para determinar con cierto grado de seguridad la fecha más temprana de inicio de las obras, se recomienda considerar los siguientes plazos previos:

Nivel	Coficiente
Inventario	2 a 3 años
Prefactibilidad	1 a 2 años
Factibilidad	1 a 2 años
Proyecto Básico	0,5 a 1 año

CAPITULO V

ORDEN	PROYECTO	NIVEL DE ESTUDIOS ALCANZADO	POTENCIA INSTALADA	ENERGIA MEDIA ANUAL	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES (U\$S * 10^3)						
			MW	GWh	U\$S * 10^3	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
1	Portezuelo del Viento	Inventario	243	1,065	360,125	39,614	75,626	111,639	100,835	32,411	-	-
2	El Chihuido	Proyecto Básico	852	2,600	642,049	2,568	64,847	105,168	141,764	155,183	88,153	65,489
3	Corpus-Cierre Itacurub	Prefactibilidad	2,880	19,000	3,475,300	173,765	695,060	695,060	868,825	695,060	347,530	-
4	Bardas Blancas	Inventario	120	530	252,385	27,762	53,001	78,239	70,668	22,715	-	-
5	La Estrechura	Inventario	100	440	198,046	21,785	41,590	61,394	55,453	17,824	-	-
6	Risco Negro	Inventario	166	730	332,457	36,570	69,816	103,062	93,088	29,921	-	-
7	El Tambolar	Factibilidad	70	343	212,886	23,418	44,706	65,995	59,608	19,160	-	-
8	Allen	Prefactibilidad	170	1,101	452,429	84,876	109,352	113,831	96,186	48,184	-	-
9	Mainqué	Prefactibilidad	174	1,150	461,420	84,163	114,571	121,492	95,191	46,004	-	-
10	Senillosa	Prefactibilidad	101	669	259,736	45,947	62,571	65,609	53,791	31,818	-	-
11	Chihuido II	Factibilidad	300	1,233	367,663	5,515	91,548	82,908	134,822	52,870	-	-
12	Frontera	Prefactibilidad	80	420	128,131	20,501	38,439	49,971	19,220	-	-	-
13	La Elena	Proyecto Básico	100	649	139,103	22,256	41,731	54,250	20,865	-	-	-
14	Río Hielo	Inventario	50	320	110,814	17,730	33,244	43,217	16,622	-	-	-
15	Garabí (1)	Proyecto Básico	1,800	7,500	1,440,853	129,677	216,128	316,988	403,439	273,762	100,860	-
16	Itatí-Itacorá	Prefactibilidad	1,660	11,300	2,702,500	189,175	324,300	459,425	567,525	648,600	378,350	135,125
17	El Baqueano	Inventario	182	476	294,896	32,439	61,928	91,418	82,571	26,541	-	-
18	Los Blancos I	Proyecto Básico	324	900	329,159	6,715	11,981	69,847	120,209	94,271	26,135	-
19	Los Blancos II	Prefactibilidad	144	380	151,506	621	848	26,665	63,329	47,164	12,878	-
20	El Seguro	Inventario	120	525	198,866	21,875	41,762	61,648	55,682	17,898	-	-
21	Collón Curá	Factibilidad	376	1,492	386,414	73,998	87,291	109,703	84,547	30,875	-	-
22	Villa Regina	Prefactibilidad	173	1,111	490,519	93,787	120,521	124,984	100,458	50,769	-	-
23	Roca	Prefactibilidad	168	1,076	465,878	88,424	116,050	120,476	97,182	43,746	-	-
24	Michihuao	Proyecto Básico	621	2,869	1,204,264	84,298	144,512	204,725	252,895	289,023	168,597	60,213
25	Pantanitos	Inventario	189	884	612,435	67,368	128,611	189,855	171,482	55,119	-	-
26	Jaramillo	Prefactibilidad	24	81	68,505	10,961	20,551	26,717	10,276	-	-	-
27	La Caridad	Prefactibilidad	42	257	133,620	21,379	40,086	52,112	20,043	-	-	-
28	Puesto Bustos	Prefactibilidad	115	561	201,089	32,174	60,327	78,425	30,163	-	-	-

(1) Alternativa con una casa de máquinas.

Selección de las opciones de mayor posibilidad y determinación de su potencial periodo de ingreso

La selección de opciones y su fecha de ingreso se basó en los siguientes criterios:

- Grado de avance del conocimiento sobre los proyectos.
- Potenciales impactos ambientales locales
- Cronograma de Inversión
- Necesidad de estudios previos

En base a dichos criterios, se procedió a la selección de 26 emprendimientos con una potencial instalada total de 9032 MW, de acuerdo al siguiente listado y periodo.

Proyecto	Período
Cota Yacyretá	1997/04
Potrerosillos	1997/04
Caracoles	1997/04
Punta Negra	1997/04
Las Maderas	1997/04
El Chañar	1997/04
El Tambolar	2004/08
Allen	2004/08
Mainqué	2004/08
Senillosa	2004/08
Chihuido II	2004/08
Frontera	2004/08
La Elena	2004/08
Río Hielo	2004/08
Garabí	2004/08
Los Blancos	2004/08
Collón Curá	2004/08
Villa Regina	2004/08
Roca	2004/08
Jaramillo	2004/08
La Caridad	2004/08
Puesto Bustos	2004/08
El Chihuido I	2008/12
Corpus	2008/12
Los Blancos II	2008/12
Michihuau	2008/12

Cálculo de los costos de mitigación por periodo

Como ya se mencionara, a efectos de estimar los costos de mitigación directos asociados a las alternativas hidroeléctrica, se ha procedido siguiendo la metodología de flujos descontados en base al criterio de Costo Efectividad (es decir comparación de costos asumiendo que ambas alternativas ofrecen idénticos beneficios energéticos). El Criterio aplicado es el Costo Anual Equivalente para diferentes tasas de descuento y para los años de corte, asumiendo que los consumos energéticos de dichos años y sus emisiones correspondientes son representativos de los periodos a los cuales pertenecen.

Se asume que, en caso de no llevarse a cabo los proyectos hidroeléctricos, se produce la alternativa supuesta en el Escenario Base, es decir instalación de Ciclos Combinados funcionando con Gas Natural.

Las hipótesis bajo la cual se comparan las alternativas son:

Aprovechamientos hidroeléctricos:

- Costos de inversión: de acuerdo a estimación para cada emprendimiento.
- Periodo de construcción: de acuerdo a cronograma de inversión estimado.
- Vida útil: 50 años.
- Inclusión de intereses intercalares.
- Tasas de descuento: 5, 8,10, 12 y 15%.
- Costos de operación y mantenimiento, de acuerdo a las características de cada emprendimiento.

Ciclos Combinados

- Costos de inversión: U\$S/KWi 400.
- Periodo de construcción: dos años.
- Vida útil: 25 años.
- Inclusión de intereses intercalares.
- Combustible: Gas Natural
- Precio de Combustible: Evolución de acuerdo a estimación de incremento de los precios de referencia. Valor estimado en Año Base 1,40 U\$S/10⁶ BTU.
- Tasas de descuento: 5, 8,10, 12 y 15%

Resultados Obtenidos e información incluida

Como consecuencia de los análisis y cálculos se obtienen los siguientes resultados y datos:

Costos de inversión totales y adicionales por periodo.

Costos de operación y mantenimiento totales y adicionales

Costos por ton de CO₂ ahorrado para cada tasa de descuento.

Costos por ton de CO₂ equivalente ahorrado para cada tasa de descuento.

Primer período (1997/2004)

Los resultados correspondientes al primer periodo se incluyen en los siguientes cuadros

Alternativa	Inversión 10 ⁶ U\$S	Costos O & M U\$S Mwh	Potencia adicional Mw	Ahorro de CO ₂ directo Ton/Año	Ahorro CO ₂ equivalente Ton/Año
Hidroeléctrica	1403.,5	0,4397	1368	2840000	2986000
Térmica	510.0	10,51	1275	-	-

Tasa de Descuento	Costo por Ton de CO ₂ (U\$S)	Costo por Ton de CO ₂ equivalente (U\$S)
5%	-11.6	-11.0
8%	0.3	0.3
10%	9.3	8.9
12%	19.1	18.2
15%	35.0	33.3

Pueden observarse costos por tonelada de CO₂ relativamente bajos (dependiendo de la tasa de descuento). Estos bajos costos se asocian a las características de los proyectos incluidos, especialmente la influencia de la elevación de cota de Yacretá.

Segundo período (2004/2008)

En cuanto al segundo periodo, los resultados son:

Alternativa	Inversión 10 ⁶ U\$S	Costos O & M U\$S Mwh	Potencia adicional Mw	Ahorro de CO ₂ directo Ton/Año	Ahorro CO ₂ equivalente Ton/Año
Hidroeléctrica	4927,8	0.858	3167	4630000	48120000
Térmica	1150,0	11,13	2875	-	-

Tasa de Descuento	Costo por Ton de CO ₂ (U\$S)	Costo por Ton de CO ₂ equivalente (U\$S)
5%	18,8	18,1
8%	54,3	52,3
10%	82,1	79,0
12%	112,7	108,5
15%	164,2	158,0

Este periodo se caracteriza por los altos costos de mitigación debido a la inclusión de un numero significativo de proyectos de baja potencia y altos costos de inversión unitarios. En forma comparativa al primer periodo, los costos de inversión hidroeléctricos por KW serían un 52% superiores en este periodo.

Tercer período (2008/2012)

Finalmente, el tercer periodo arroja los siguientes resultados

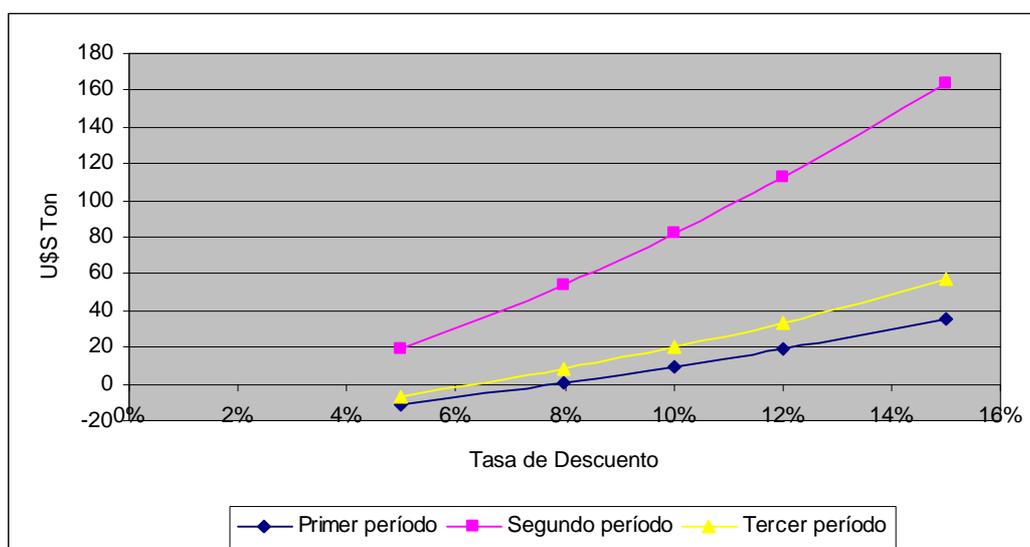
Alternativa	Inversión 10 ⁶ U\$S	Costos O & M U\$S Mwh	Potencia adicional Mw	Ahorro de CO ₂ directo Ton/Año	Ahorro CO ₂ equivalente Ton/Año
Hidroeléctrica	5473.0	0,516	4497	10750000	11111000
Térmica	1891.0	11,75	4728	-	-

Tasa de Descuento	Costo por Ton de CO ₂ (U\$S)	Costo por Ton de CO ₂ equivalente (U\$S)
5%	-7,0	-6,8
8%	8,1	7,8
10%	20,1	19,5
12%	33,7	32,6
15%	57,1	55,2

Los costos de mitigación por tonelada de CO₂ para los tres periodos y para las tasas de descuento propuestas se observan en el siguiente gráfico.

Gráfico Nro. V.I

Costos de mitigación

**Conclusiones**

Resulta evidente que a las tasas de descuento usualmente utilizadas para la toma de decisiones de mercado, las centrales hidroeléctricas presentan costos de mitigación positivos y muy elevados para ciertos periodos, especialmente el segundo. En consecuencia, la racionalidad del actor que toma la decisión -la tasa de rentabilidad mínima esperada, el riesgo que se pretende asumir y el pay-back de la inversión- actúan como la principal barrera para que las opciones hidroeléctricas puedan ser una alternativa de mercado.

Los montos de inversión adicionales asociados a las represas son también muy significativos, el monto total a invertir en los próximos 12 años, si se pretendiera lograr los resultados planteados, sería de 11803 millones de dólares, (8686 millones de dólares adicionales a la alternativa que dicta el mercado).

Opción	Primer Período (10 ⁶ U\$S)	Segundo Período (10 ⁶ U\$S)	Tercer Período (10 ⁶ U\$S)
Hidroeléctrica	1403	4927	5473
Térmica	510	986	1621
Diferencia	893	3941	3852

Como ya se expresó, la experiencia de los proyectos hidroeléctricos en desarrollo –a modo de ejemplo son validos los emprendimientos hidroeléctricos de las provincias de Mendoza y San Juan- son un claro ejemplo que su viabilidad de mercado depende de aportes significativos de inversión a fondo perdido por parte del Estado, para que inversores privados decidan llevar adelante la inversión y operar los proyectos.

Si bien sobre este punto se volverá en el capítulo siguiente, una primera conclusión relevante es que, aparentemente, la probabilidad que una parte significativa de tales emprendimientos pueda realizarse en el marco de decisión y con fondos estrictamente privados es muy escasa.

Debe destacarse, adicionalmente, que los costos identificados solo incluyen los costos directos, sin incluir los costos de intervención o desarrollo de políticas, lo que implicaría incrementar aun más la diferencia en contra de las opciones hidroeléctricas.

Es importante no olvidar, además, que los montos que se transfieren para viabilizar estas inversiones y aportar al medio ambiente global significan el desvío de dichos montos de alternativas de inversión en capital social o productivo en otras actividades.

2.3. Sustitución de generación térmica por eólica

La penetración de la generación eólica es otra de las alternativas evaluadas en el campo de la generación de electricidad.

CAPITULO V

El presente estudio recrea potenciales de penetración de acuerdo a estimaciones e hipótesis desarrolladas por la Cámara de Generadores Eólicos.

Al igual que en el caso de la Hidroelectricidad, este ítem incluye los siguientes pasos:

- Identificación de potencial de capacidad a instalar
- Determinación de información económica sobre los mismos
- Determinación del ingreso por periodo
- Cálculo de los costos de mitigación por periodo
- Presentación de resultados e indicadores relevantes.

Identificación del potencial de capacidad a instalar

Como resultado de entrevistas con representantes del sector, se identificó un listado de proyectos y eventuales capacidades a instalar en generación de electricidad.

Dicho listado preliminar está compuesto por:

Provincia	Potencia MW	Inversión \$/Kwi	Año de Ingreso	Observaciones
Chubut	6,9	1100	1994/97	En operación
Neuquen	0,4	S/d	1994	En operación
Buenos Aires	5,7	S/d	1995/99	En operación
Chubut	60	840	2001	Incentivos Nacionales y Provinciales
	300	800	2003/06	Incentivos Nacionales y Provinciales
	200	750	2007/10	Incentivos Nacionales y Provinciales
Santa Cruz	100	780	2003/10	Incentivos Nacionales y Provinciales
Buenos Aires	20	900	2001	Incentivo Ley Nacional
	300	800	2002/06	Incentivos Nacionales y Provinciales
	200	750	2007/10	Incentivos Nacionales y Provinciales
La Pampa –Río Negro –Neuquén	25	900	2001	Incentivo Ley Nacional
	250	800	2002/10	Incentivos Nacionales y Provinciales
La Rioja	30	900	2001	Incentivo Ley Nacional
	200	800	2002/10	Incentivos Nacionales y Provinciales
Otras Provincias	30	900	2001	Incentivo Ley Nacional
	200	800	2002/10	Incentivos Nacionales y Provinciales

En consecuencia la capacidad a instalar total sería de 1915 MW y la energía a generar dependería del cumplimiento de factores de utilización de alrededor del 30% (29,4%, 28,5% y 30,9% para el primer, segundo y tercer periodo, respectivamente).

Información económica

Los costos de inversión por KWi están estimados en valores iniciales que oscilan entre 840/900 U\$S/Kwi, asumiéndose una tendencia decreciente que los lleva a U\$S/Kwi 750 hacia el año 2010.

Los productores informan, adicionalmente, que los costos de operación y mantenimiento deben estimarse en U\$S/MWh 10 y que la vida útil de los equipos es de 20 años.

Las hipótesis de eventual desarrollo de la generación eólica en diferentes provincias del país se asocia a otras hipótesis económicas, entre ellas merecen destacarse las siguientes:

- Interconexión del Sistema Patagónico al SIN para poder evacuar la energía no utilizada en la región.
- Implementación de subsidios nacionales al amparo de la ley aprobada en 1998.
- Implementación de subsidios provinciales en todas las provincias con leyes similares a las que están en proyecto en la Provincia de Buenos Aires.

Determinación de los ingresos por periodo

Los potenciales por provincia y periodo son:

Provincia	Periodo	Primero MW	Segundo MW	Tercero MW	Total MW
Chubut		160	200	200	560
Santa Cruz				100	100
Buenos Aires		120	200	200	520
La Pampa–Río Negro–Neuquén		125	100	50	275
La Rioja		80	50	100	230
Otras *		80	50	100	230
Total		565	600	750	1915

* Incluye, Catamarca, Mendoza, San Juan

Cálculo de los costos de mitigación por período

Como ya se mencionara, a efectos de estimar los costos de mitigación directos asociados a las alternativas eólicas, se ha procedido siguiendo la metodología de flujos descontados en base al criterio de Costo Efectividad (es decir comparación de costos asumiendo que ambas alternativas ofrecen idénticos beneficios energéticos). El Criterio aplicado es el Costo Anual Equivalente para diferentes tasas de descuento y para los años de corte, asumiendo que los consumos energéticos de dichos años y sus emisiones correspondientes son representativos de los periodos a los cuales pertenecen.

Se asume que, en caso de no llevarse a cabo los proyectos hidroeléctricos, se produce la alternativa supuesta en el Escenario Base, es decir instalación de Turbinas de Gas funcionando con Gas Natural.

Las hipótesis bajo la cual se comparan las alternativas son:

Aprovechamientos eólicos:

- Costos de inversión: de acuerdo a estimación para cada emprendimiento.
- Periodo de construcción: menos de un año.
- Vida útil: 20 años.
- Tasas de descuento: 5, 8,10, 12 y 15%.
- Costos de operación y mantenimiento: 10 U\$\$/Mwh.

Turbinas de Gas

- Costos de inversión: U\$\$/Kwi 300.
- Periodo de construcción: un año.
- Vida útil: 20 años.
- Combustible: Gas Natural
- Precio de Combustible: Evolución de acuerdo a estimación de incremento de los precios de referencia. Valor estimado en Año Base 1,40 U\$\$/10⁶ BTU.
- Tasas de descuento: 5, 8,10, 12 y 15%

Resultados Obtenidos e información incluida

Como consecuencia de los análisis y cálculos se obtienen los siguientes resultados y datos:

- Costos de inversión totales y adicionales por periodo.
- Costos de operación y mantenimiento totales y adicionales
- Costos por ton de CO2 ahorrado para cada tasa de descuento.
- Costos por ton de CO2 equivalente ahorrado para cada tasa de descuento.

Primer período (1997/2004)

Los resultados correspondientes al primer periodo se incluyen en los siguientes cuadros

CAPITULO V

Alternativa	Inversión 10 ⁶ U\$S	Costos O & M U\$S Mwh	Potencia adicional Mw	Ahorro de CO ₂ directo Ton/Año	Ahorro CO ₂ equivalente Ton/Año
Eólica	464,9	10	565	440000	462000
Térmica	147,6	16,44	476	-	-

Tasa de Descuento	Costo por Ton de CO ₂ (U\$S)	Costo por Ton de CO ₂ equivalente (U\$S)
5%	39,6	37,7
8%	54,8	52,2
10%	65,8	62,6
12%	77,3	73,6
15%	95,5	91,0

Segundo período (2004/2008)

En cuanto al segundo período, los resultados son:

Alternativa	Inversión 10 ⁶ U\$S	Costos O & M U\$S Mwh	Potencia adicional Mw	Ahorro de CO ₂ directo Ton/Año	Ahorro CO ₂ equivalente Ton/Año
Eólica	480,0	10	600	1080000	1124000
Térmica	144,0	17,45	480	-	-

Tasa de Descuento	Costo por Ton de CO ₂ (U\$S)	Costo por Ton de CO ₂ equivalente (U\$S)
5%	16,1	15,4
8%	22,6	21,7
10%	26,8	25,8
12%	31,8	30,6
15%	39,7	38,1

Tercer período (2008/2012)

Finalmente, el tercer período arroja los siguientes resultados

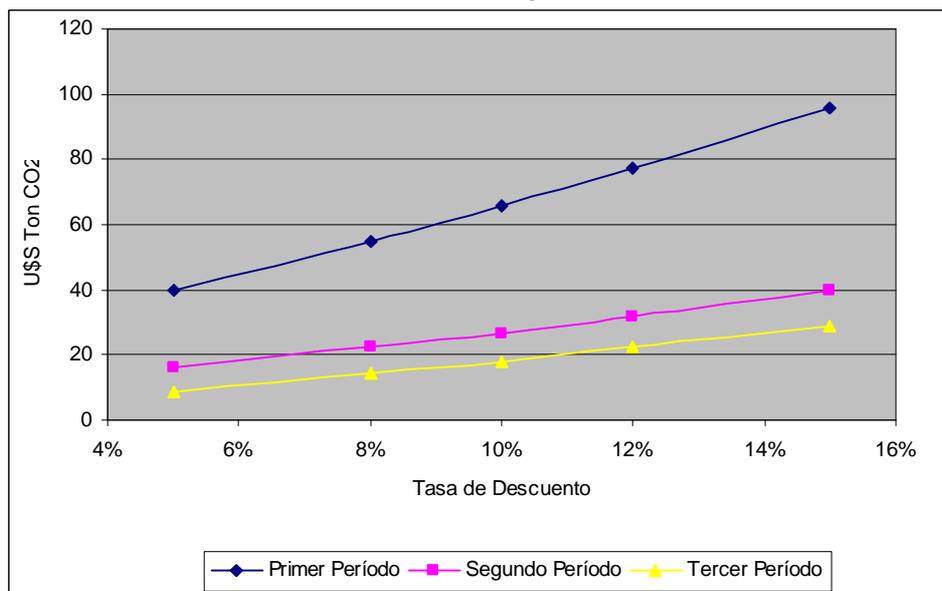
Alternativa	Inversión 10 ⁶ U\$S	Costos O & M U\$S Mwh	Potencia adicional Mw	Ahorro de CO ₂ directo Ton/Año	Ahorro CO ₂ equivalente Ton/Año
Eólica	575,0	10,0	750	1480000	1527000
Térmica	222,4	18,75	741	-	-

Tasa de Descuento	Costo por Ton de CO ₂ (U\$S)	Costo por Ton de CO ₂ equivalente (U\$S)
5%	8,7	8,4
8%	14,1	13,7
10%	18,1	17,5
12%	22,3	21,6
15%	28,9	28,0

El Gráfico siguiente muestra la clara diferencia entre los costos del primer periodo con respecto a los del segundo y tercero.

Gráfico Nro. V.II

Costos de Mitigación



Dicha diferencia se explica, esencialmente, por las características de la metodología de cálculo utilizada (Costos incrementales). Si bien el cálculo de costos se hace colocando al Aerogenerador en una posición ventajosa (se lo compara con una Turbina de Gas de Ciclo Abierto y relativamente baja eficiencia), la emisión evitada está asociada a las características del escenario y, en especial, a la estructura de generación. El primer periodo representa una etapa donde la generación hidroeléctrica y nuclear ocupa una porción muy importante de la generación total, con lo cual el volumen “medio” de emisiones es relativamente bajo comparado con los periodos dos y tres, donde la fuerte generación térmica genera emisiones (directas e indirectas) mucho más importantes, con lo cual el desplazamiento “real” de generación térmica de baja eficiencia es mucho mayor. Si se hubiera aplicado el principio de marginalidad, es probable que los costos de mitigación eólicos fuesen menores, sin embargo no estarían reflejando el “verdadero” impacto que sobre el volumen de emisiones tiene esta tecnología²⁷.

3. Cogeneración

Procesos productivo-energéticos

Como ya se mencionara, esta tecnología ofrece la posibilidad de producir conjuntamente energía eléctrica y calor y no va encaminada a disminuir la energía útil necesaria, sino a que, para una misma cantidad de ésta, la demanda de energía neta necesaria sea menor.

Esta definición podría dar a suponer la existencia de un vasto potencial en la industria nacional, ya que prácticamente todas las ramas que la conforman son demandantes de calor y/o electricidad, y la menor demanda de energía para obtenerlos debería ser un estímulo para la aplicación de esta tecnología.

Sin embargo al evaluar costos, señales normativas y técnicas, tarifas de la electricidad y del gas hacia la industria, etc. dicho potencial se ha ido reduciendo. En ese sentido y a fin de brindar un valor más ajustado y realista se han realizado ciertos supuestos para su estimación que se reiterarán a fin de comprender el análisis siguiente.

Entre las hipótesis utilizadas para la definición del potencial de cogeneración se encuentran:

- la consideración del universo de establecimientos industriales en los que las características de los procesos productivos los tornan aptos, es decir que dichos procesos demanden cantidades importantes de calor y electricidad.
- Tipología de los procesos empleados y los coeficientes “Sk” identificados.

²⁷ Este criterio se aplicó al análisis de todas las opciones de mitigación.

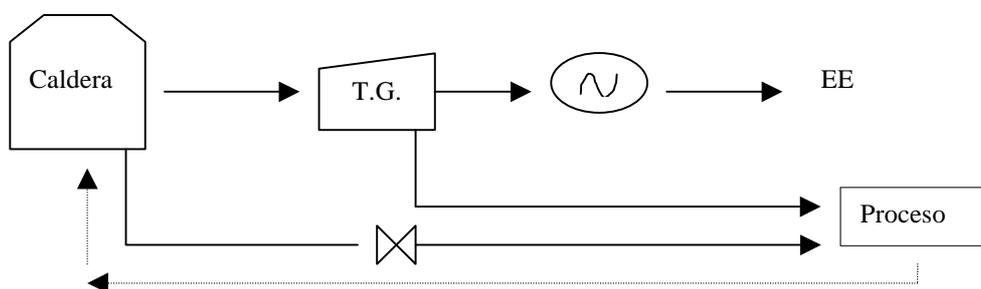
Las ramas que muestran las características más interesantes son: Siderurgia, Refinación de Petróleo, Cementeras, diversas industrias alimenticias (frigoríficos, lácteos, aceiteras, bebidas), Químicas y Petroquímicas, Papel, Cerámicas y Textil.

Con el objeto de dimensionar los costos asociados a la opción de mitigación elegida, se presentarán primeramente y en forma esquematizada el lay out algunos de los procesos de cogeneración industrial.

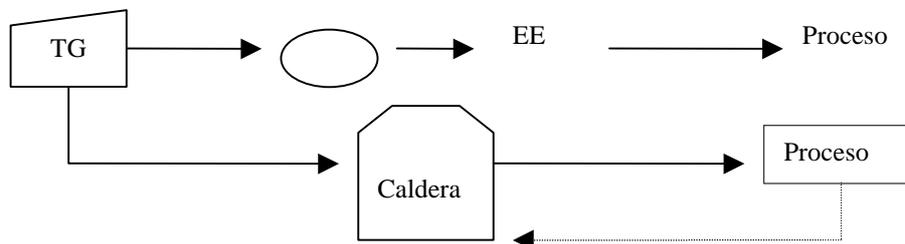
Los primeros esquemas simplificados corresponden a las siguientes propuestas:

1. un generador de energía eléctrica con una turbina de gas que utilizaría los gases calientes de escape en una caldera de recuperación para generar vapor (Esquema N°1); y
2. un generador de energía eléctrica con un sistema de caldera-turbina de vapor de contrapresión y la utilización del vapor de escape de la misma para procesos industriales, además de usar para usos mecánicos y calor de proceso el vapor excedente generado por la caldera (Esquema N°2).

Esquema N° 1-Turbo Gas



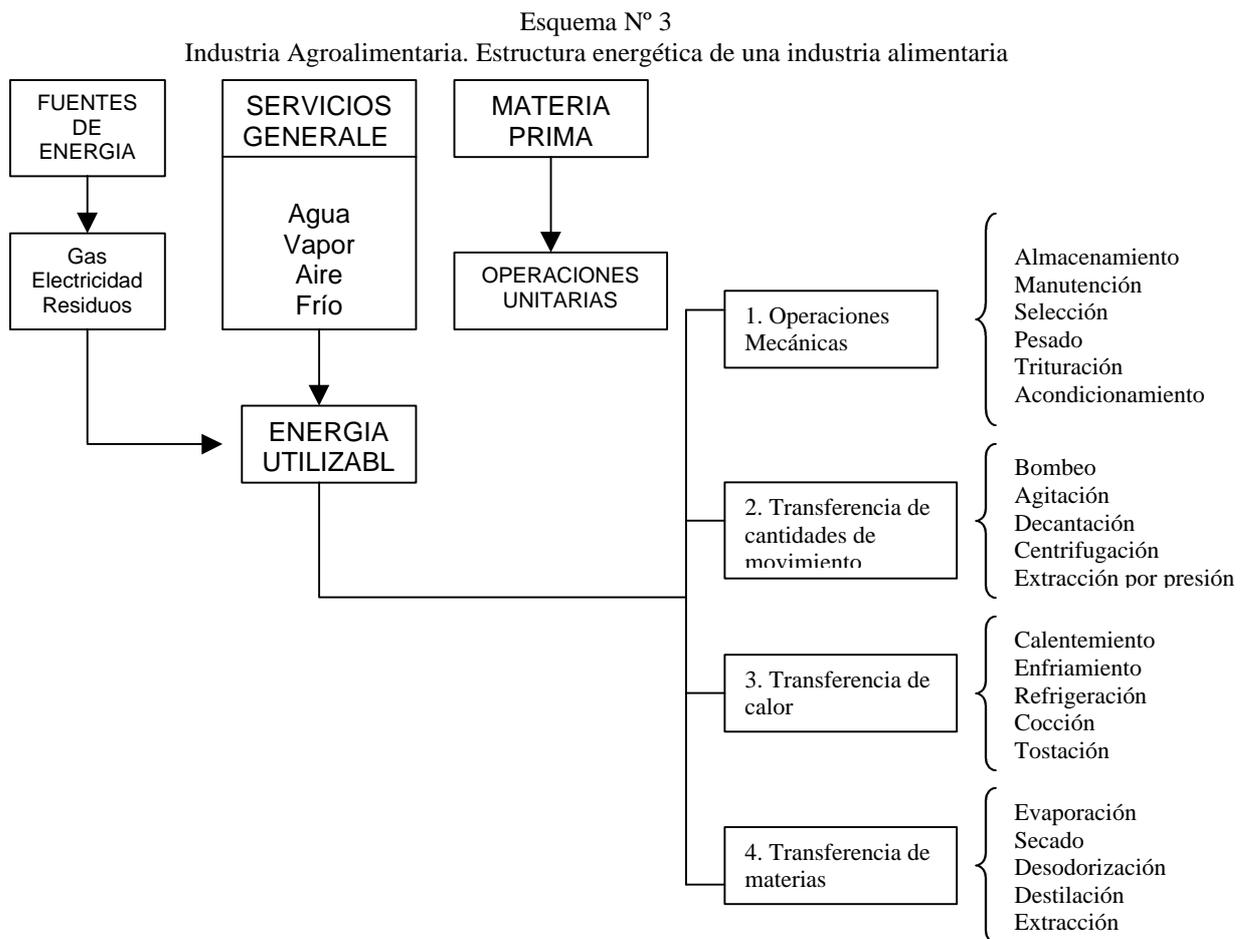
Esquema N° 2 - Turbo Vapor



Para el caso particular de las ramas potencialmente cogeneradoras, consideradas anteriormente, existen algunos esquemas energético-productivos de carácter general. El objetivo es simplemente facilitar la visualización de aquellos procesos demandantes de calor y/o electricidad en los que se podrían aplicar “cierres” de ciclo destinados a la cogeneración. Dichos cierres permitirían una significativa mejora de la eficiencia, ahorro energético y mitigación de gases.

No se han volcado valores numéricos ni porcentajes, debido al carácter general del esquema antes mencionado, ya que se supone cada establecimiento tiene un diferente lay out según la especialidad productiva adoptada.

En el caso de la industria agroalimentaria que incluye a las potenciales cogeneradoras: frigorífica, aceitera y láctea, se presenta en el Esquema N°3 la estructura energética de una industria genérica de ese tipo, en la que interesa considerar los mecanismos de utilización de la energía en cada una de las fases de dicha estructura, lo que significa, identificar en cada proceso y operación básica los potenciales ahorros en aquellos puntos donde hay pérdidas o escapes evitables o, simplemente mejorables mediante la cogeneración.

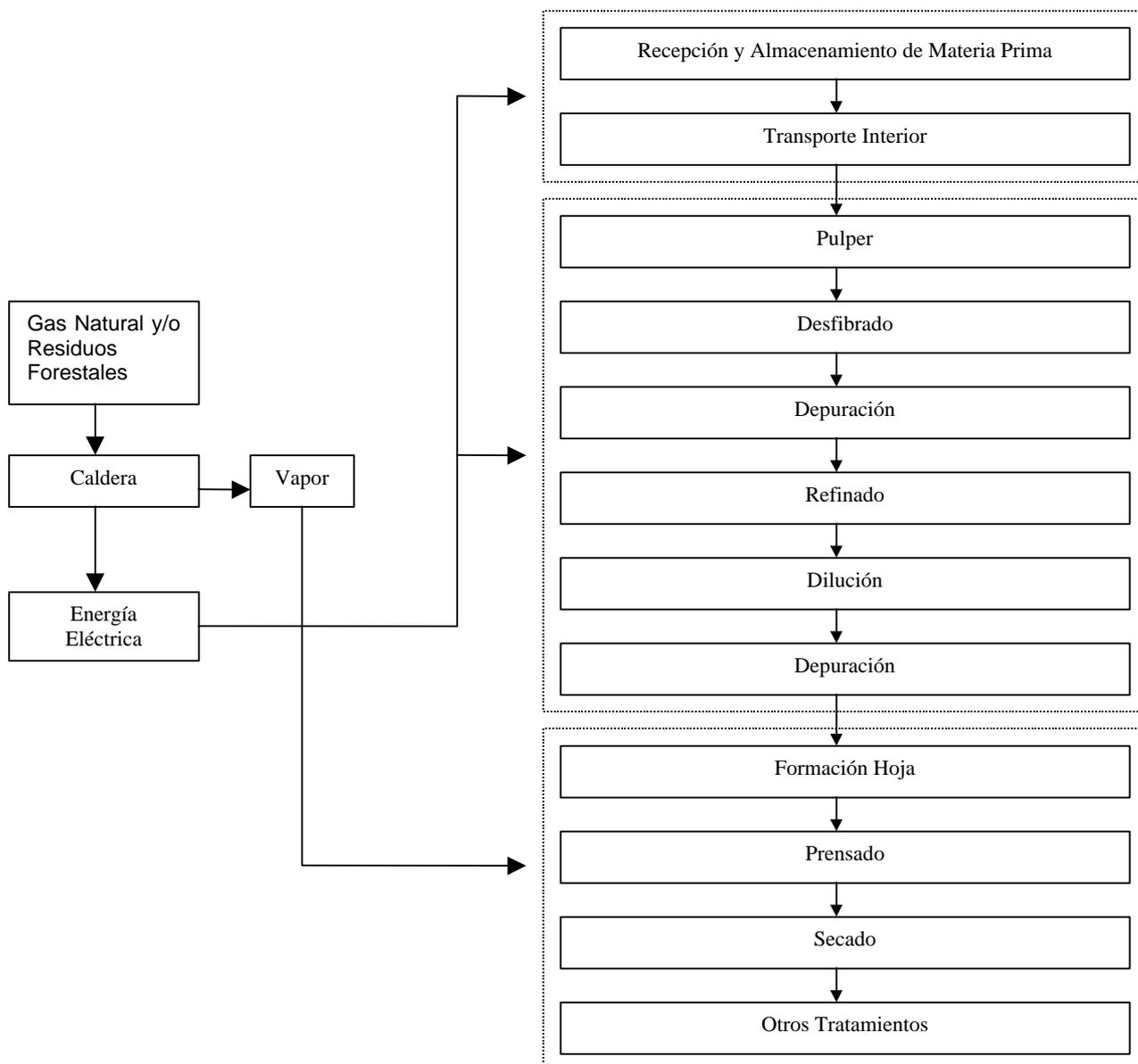


Fuente: IDEA

En el caso de las energo intensivas, en el sector papelero, por ejemplo, se considera la elaboración de pasta celulósica (mecánica y química) y papel.

En el Esquema se presenta un diagrama genérico del proceso productivo correspondiente a ambos productos, en el que se observan las necesidades de energía eléctrica, vapor y las posibilidades de cogeneración. Los residuos forestales no utilizables en la producción se estarían utilizando en la caldera de la TV.

Esquema N° 4
Fabricación de papel. Diagrama de proceso productivo/energético



Fuente: IDAE

Los esquemas anteriores tienen el único fin de ilustrar sobre las características básicas de algunos procesos productivos que son particularmente aptos para aprovechar el gran potencial de la Cogeneración.

El cálculo de los costos: abordaje metodológico e hipótesis básicas

A efectos de comparar, en un amplio espectro de posibilidades, los costos asociados a la alternativa de Cogeneración se desarrolló la hipótesis de comparación directa entre los costos asociados a la generación en el Servicio Público con los correspondientes de Cogeneración. Dado que la hipótesis desarrollada al definir los escenarios suponía que la Cogeneración desplazaría generación del Servicio Público.

A efectos de identificar las barreras de mayor relevancia se realizó un análisis paralelo desde la óptica del Cogenerador, incluyendo la comparación de un contrato típico de abastecimiento incluyendo costo de reserva. La metodología de evaluación utilizada fue flujos descontados, sobre la base del principio de costo-efectividad y aplicando el criterio de anualidades, es decir se calculó el Costo Anual Equivalente. El cálculo se realizó para los tres años de corte: 2004, 2008 y 2012.

CAPITULO V

La tabla siguientes resumen los valores supuestos para las variables relevantes bajo la hipótesis que la alternativa de cogeneración implica el cierre del ciclo a partir del equipamiento existente, es decir se trata de inversiones “incrementales” para el período denominado mediano plazo 2004 e inversiones totales para el período de largo plazo 2008/2012, para las alternativas que utilizan gas natural como fuente.

Año 2004

Rama	Inversiones en Cogeneración (U\$S/Kw)	Costos de Operación y Mantenimiento (U\$S/MWh)	Costo de Combustible (U\$S/MWh)
Energo Intensivas	455	3.0	6,43
No Energo Intensivas	585	4.0	6,83

Años 2008 – 2012

Rama	Inversiones en Cogeneración (U\$S/Kw)	Costos de Operación y Mantenimiento (U\$S/MWh)	Costo de Combustible (U\$S/MWh)
Energo Intensivas	600	2,7	7,13
No energo Intensivas	750	3,6	7,23

El cálculo de los Costos Anuales Equivalentes para cada una de las alternativas se realizó para tasas de descuento del 5, 8, 10, 12 y 15%.

En cuanto a la penetración de la Cogeneración en los sectores industriales, se determinó el potencial técnico para luego evaluar cuales eran las posibilidades reales del mercado. En base a dichos análisis –los detalles pueden encontrarse en un informe que se anexara al Informe Final – se determinaron los siguientes valores de potencia y energía para cada uno de los años de corte.

	2004	2008	2012
Energo Intensivas			
Potencia (MW)	802	937	1070
Energía (GWh)	5592	6533	7461
No Energo Intensivas			
Potencia (MW)	276	322	368
Energía (GWh)	2070	2415	2760

3.3. Resultados obtenidos

Como resultado de las hipótesis desarrolladas, Los Costos por Ton de CO₂ ahorrado y otros datos, para cada uno de los periodos de corte se consignan en las tablas siguientes.

Primer período (1997/2004)

Los resultados correspondientes al primer periodo se incluyen en los siguientes cuadros

Alternativa	Inversión 10 ⁶ U\$S	Costos O & M U\$S Mwh	Potencia adicional Mw	Ahorro de CO ₂ directo Ton/Año	Ahorro CO ₂ equivalente Ton/Año
Cogeneración	526,0	9,70	1078	2140000	2250000
Servicio Público	565,0	10,53	1412	-	-

CAPITULO V

Tasa de Descuento	Costo por Ton de CO ₂ (U\$S)	Costo por Ton de CO ₂ equivalente (U\$S)
5%	-9,6	-9,2
8%	-10,6	-10,0
10%	-11,3	-10,8
12%	-12,2	-11,6
15%	-13,7	-13,1

La tendencia decreciente, a medida que se incrementa la tasa, se explica por la casi igualdad de costos de inversión frente a una diferencia en los costos de operación y mantenimiento, es decir estamos frente a una situación de relación de dominica entre alternativas.

Segundo período (2004/2008)

En cuanto al segundo período, los resultados son:

Alternativa	Inversión 10 ⁶ U\$S	Costos O & M U\$S Mwh	Potencia adicional Mw	Ahorro de CO ₂ directo Ton/Año	Ahorro CO ₂ equivalente Ton/Año
Cogeneración	804,0	9,77	135	790000	810000
Servicio Publico	657,0	11,13	46	-	-

Tasa de Descuento	Costo por Ton de CO ₂ (U\$S)	Costo por Ton de CO ₂ equivalente (U\$S)
5%	-2,8	-2,7
8%	-2,4	-2,4
10%	-2,2	-2,1
12%	-2,0	-1,9
15%	-1,7	-1,7

El incremento, con respecto a los valores del primer período, se corresponde con los mayores costos de inversión debido a la necesidad de incorporación de equipamiento totalmente nuevo.

Tercer período (2008/2012)

Finalmente, el tercer período arroja los siguientes resultados

Alternativa	Inversión 10 ⁶ U\$S	Costos O & M U\$S Mwh	Potencia adicional Mw	Ahorro de CO ₂ directo Ton/Año	Ahorro CO ₂ equivalente Ton/Año
Cogeneración	114,0	10,17	133	910000	928000
Servicio Público	93,0	11,75	46	-	-

Tasa de Descuento	Costo por Ton de CO ₂ (U\$S)	Costo por Ton de CO ₂ equivalente (U\$S)
5%	-2,7	-2,6
8%	-2,4	-2,3
10%	-2,2	-2,1
12%	-2,0	-1,9
15%	-1,7	-1,7

3.4. Consideraciones adicionales

Los resultados económicos de la alternativa de cogeneración merecen ciertas aclaraciones adicionales para poder evaluarlos en su justa medida.

Un primer aspecto se refiere a la metodología de la comparación de alternativas. Dado que el objetivo es medir el impacto sobre los GEI desde el punto de vista del país, el análisis compara alternativas de generación basadas en el criterio de identificación de costos estrictos de generación, es decir, la óptica que se sigue es asumir idénticas condiciones para ambas alternativas y seleccionar, exclusivamente, en base a las características técnico-económicas de los equipamientos de generación. Consideraciones tales como: diferente racionalidad de los actores, comparación frente a tarifas, potencias de reserva, etc., no han sido consideradas al realizar los cálculos económicos, dado que la ganancia de especificidad o particularidad haría perder generalidad y universalidad al análisis e implicaría abrir un sinnúmero de alternativas difíciles de integrar e inútiles a los efectos de una toma de decisión global. Sin embargo, este criterio y generalidad tienen importantes restricciones que deben ser comentadas.

Por una parte las inversiones en cogeneración compiten con otras posibilidades de inversión en la propia actividad productiva que, eventualmente, pueden resultar más atractivas. Frente a recursos limitados es probable que las decisiones se basen en la tasa de rentabilidad y no necesariamente en un Valor Presente Neto positivo a una determinada tasa de descuento.

El Marco Legal y Regulatorio puede convertirse en una barrera al desarrollo de la Cogeneración. Dado que las alternativas resultan particularmente interesantes si existe posibilidad de entregar energía a la red, condiciones muy complejas para cumplir la función de oferente en Servicio Público pueden actuar desalentando la cogeneración y anular o retardar el desarrollo de esta alternativa.

La importancia de la energía en los costos totales de producción es otro elemento importante para la toma de decisión. Cuanto más intenso en energía sean los costos, mayores posibilidades existen que las acciones de uso racional tengan prioridad en las inversiones de la unidad productiva. En muchas de las ramas, siendo la energía un ítem muy importante en los procesos productivos no lo es en cuanto a su participación en los costos y deja de tener prioridad en el proceso de decisiones de inversión.

Un elemento relacionado con el anterior, en parte, está referido a los precios de los energéticos: la volatilidad de alguno de ellos –petróleo y derivados, por ejemplo-, la tendencia decreciente de otros –electricidad, por ejemplo- y las incertidumbres en el mediano y largo plazo de un mercado que transmite señales confusas no actúan como un elemento que promueva acciones tendientes a disminuir el consumo de energía.

Por otra parte, la propia racionalidad de los actores: visión de corto plazo, deseo de rápida recuperación de la inversión, minimización del riesgo no constituye un terreno propicio para inversiones que, siendo convenientes financieramente, pueden implicar periodos relativamente largos de recuperación de la inversión, mayores riesgos y relativamente bajas tasas de rentabilidad.

Finalmente, las grandes unidades productivas con alta capacidad de negociación debido a su importancia como demandantes de energía, pueden obtener condiciones contractuales en el abastecimiento de electricidad y gas natural sumamente ventajosas, actuando esto como un elemento adicional de desaliento a acciones de uso racional de energía.

Las consideraciones anteriores llevan a concluir que las magnitudes y valores económicos encontrados permiten afirmar que existe un potencial técnico y económico importante para la cogeneración, pero que dicho potencial no debe considerarse como un potencial alcanzable puramente a través de los mecanismos de mercado.

Para que el mismo se efectivice es necesario levantar ciertas barreras, crear incentivos y evaluar mecanismos que permitan transformar ese óptimo técnico-económico en un óptimo de mercado. Tales acciones de “implementación” de las opciones de mitigación implican costos adicionales que no han sido computados en el cálculo incluido en este Capítulo.

Dichos costos adicionales o de implementación estarían asociados, más específicamente, a aspectos tales como: El potencial de la cogeneración depende de la óptica de los potenciales inversores quienes han manifestado que los periodos de recuperación de la inversión no deberían superar los tres años. Considerando que la vida útil técnica de los equipamiento puede estimarse en 25 años –vida útil que se consideró a los efectos del cálculo económico comparado-, resulta evidente que los “costos de capital” desde la óptica del inversor privado, si se pretende un pay

back de 3 años sufren un incremento muy importante y revertirían el resultado de la evaluación. Solo un mecanismo de financiamiento blando, atado y adecuado a estas circunstancias, podría alterar el proceso de decisión. Dicho mecanismo a tasas preferenciales implica un costo que no ha sido incluido en nuestro análisis.

Los altos costos asociados a la contratación de reserva que pueden alcanzar valores cercanos a los 13 U\$S/Mwh, constituye una barrera adicional que incrementa significativamente los costos fijos de la alternativa de cogeneración. La revisión de tales cargos tarifarios y su reducción facilitaría el desarrollo de la cogeneración pero, en los hechos, significaría un proceso de transferencia del sistema hacia los potenciales cogeneradores, que tendría un costo adicional para dicho sistema.

4. Consideraciones Finales

4.1. Generales

Del análisis de los resultados presentados, se concluye que las acciones relacionadas con el abastecimiento de electricidad –sustitución de generación térmica por tecnologías no emisoras y cogeneración en el sector industrial– aparecen como las opciones de mayor interés o más costo efectivas.

En efecto, es en esos casos donde surgen costos de mitigación negativos, si bien es cierto que dichas magnitudes y signos dependen de las tasas de descuento que se utilicen.

Sobre los abordajes metodológicos y supuestos

El cálculo de costos de mitigación tiene múltiples implicancias y se ve afectado por un conjunto de elementos, entre ellos:

La forma en que se defina el escenario de base. Un escenario de base que extrapole la situación actual, manteniendo congeladas las eficiencias productivas de los diferentes sectores de abastecimiento y consumo de energía, sobrestimaré el potencial de mitigación existente y subestimaré los costos asociados a dichas acciones de mitigación. Dicho en otros términos, un escenario de base que no incorpore la innovación tecnológica, como un proceso propio del mercado, permitirá la fácil identificación, en el escenario alternativo o de mitigación, de opciones de reducción de emisiones muy costo efectivas e, incluso, con costos negativos. Un escenario de base definido de esta forma carecería de realismo y podría llevar al planteo de opciones de mitigación, que se suponen asociadas a una política específica en ese sentido, que sin embargo, se producirían de cualquier modo por el propio juego del mercado, es decir aparecerían en el escenario de base aunque no se plantearan políticas específicas.

Algunos documentos metodológicos hacen referencia a escenarios de base de mínimo costo o eficiencia. En este caso se asume que un escenario de mínimo costo es un escenario económicamente eficiente y que todas las opciones de mitigación tendrán, por definición, un costo positivo⁽²⁸⁾. En realidad merecen plantearse las siguientes dudas: desde que óptica se evalúa un escenario como económicamente eficiente?Cuál es la racionalidad subyacente? A que tasa de descuento se han calculado los costos de escenario de eficiencia?.

Los resultados de nuestro estudio muestran que el equipamiento de generación de electricidad en el escenario de base, de acuerdo a las decisiones que toman los actores descentralizados, es un escenario económicamente eficiente, las decisiones se toman tratando de minimizar los costos de generación, garantizando una rentabilidad mínima deseada por los actores, en base a un equipamiento térmico de Ciclos Combinados que utilizan gas natural. El planteo de escenarios alternativos, en base a una racionalidad diferente que acepte menores tasas de rentabilidad, permite identificar opciones de mitigación a costos negativos (centrales hidroeléctricas) que aportan mayor vida útil, menores emisiones, otros beneficios adicionales, etc., pero que nunca serían elegidas por los actores descentralizados en base a una racionalidad que implica: minimizar inversión, maximizar rentabilidad, minimizar riesgo e inmovilizar recursos el tiempo más breve posible. Como se incorporan en los costos de mitigación la diferente racionalidad del decisor y la diferente óptica que alimenta uno y otro escenario?.

Este último aspecto justifica plantearse una pregunta adicional: son comparables ambos escenarios?. Si los objetivos de política difieren, si las funciones objetivas asociadas a uno y otro escenario incluyen prioridades diferentes: pueden compararse los costos económicos de proyectos asociados a uno y otro escenario utilizando sistemas de

(28) UNEP-RISØ – Mitigation and Adaptation Cost Assessment: Concepts, Methods and Appropriate Use. IPCC Discussion Paper – June 1997. Page 46.

precios que responden a diferentes objetivos de bienestar?. Esta pregunta admitiría un profundo análisis. A priori, no pareciera que los abordajes conceptuales y metodológicos que están siendo utilizados consideren los impactos que los escenarios tendrán sobre el sistema de precios y de que modo los costos de mitigación están internalizando dichos cambios.

Otro de los aspectos relevantes referidos a los costos de mitigación se asocia a que las estimaciones de los costos asociados a diferentes medidas sólo incluyen los costos directos y las acciones evaluadas deben ser consideradas a un nivel meramente potencial y que requieren la explicitación y puesta en práctica de políticas que permitan transformar lo potencial o posible en realmente alcanzable.

Sabemos que un escenario global o sectorial que identifique opciones de reducción de emisiones puede hacerse a nivel de potencial técnico (todas las alternativas técnicamente posibles), económico (todas las alternativas técnicamente posibles que sean costo efectivas), de mercado (las alternativas técnicamente posibles que podrían ser implementadas en base a ciertas condiciones del mercado). Las estimaciones realizadas en este estudio y los costos calculados ubican a las alternativas detectadas entre la primera y la segunda categoría, potenciales, en un sentido técnico y posibles bajo ciertas condiciones económicas. Sólo podrían transformarse en alternativas de mercado si se brindaran ciertas condiciones y mecanismos que implicarían evaluar las barreras existentes para su implementación y el cálculo de los costos adicionales que implicaría transformarla en alternativas de mercado.

Entre la identificación de las diferentes barreras se encuentran las institucionales, de requerimientos de información, regulatorias, de racionalidad de los actores o de distorsiones del mercado.

El desarrollo de políticas específicas supone: la evaluación de los incentivos necesarios para hacer viables los proyectos de mitigación (incluyendo financiamiento específico, por ejemplo), los costos de implementación, incluyendo costos de transacción y de los programas específicos, nuevas medidas regulatorias y sus efectos colaterales, opciones y costos de financiamiento.

Los costos de implementación no son un tema menor y se relacionan con temas desarrollados con anterioridad. Al plantear el tema costos de implementación, algunos documentos ⁽²⁹⁾ hacen referencia a que las estrategias nacionales deben basarse en costos calculados a nivel de la economía en su conjunto incluyendo externalidades de los impactos ambientales y otros importantes impactos sociales; estos costos diferirán de los costos privados que enfrentan los consumidores o inversores. Con referencia a este punto, precisamente, es que se planteaba la duda sobre la comparabilidad de dos escenarios que se desarrollan en base a un sistema de precios de cuenta que responden a diferentes funciones objetivo.

Adicionalmente, los costos de implementación incluirán la necesidad de hacer que las acciones de mitigación sean atractivas para los agentes que deben tomar la decisión. Estas acciones implicarán determinadas políticas de subsidios, tasas, préstamos en condiciones blandas, establecimiento de normas, fijación de estándares o, incluso, la implementación directa de proyectos.

Estas acciones de implementación implican costos adicionales que, en general, no se incluyen en las curvas de costos de mitigación que se estiman a nivel de los proyectos. Dicho de otro modo, los costos de mitigación estimados subestiman los verdaderos costos de las acciones de mitigación al no incluir los costos adicionales de las acciones y mecanismos de políticas para transformar dichas acciones de “deseables” en “posibles o efectivas”.

Finalmente, aparecen los temas asociados al enfoque macroeconómico de los costos. Las interrelaciones que existen entre los diferentes sectores económicos –directos e indirectos- y los efectos asociados a modificaciones de políticas que respondan, por ejemplo, a escenarios de mitigación.

La fijación de impuestos, la implementación de subsidios, la reorientación de las inversiones sectoriales vía diferentes mecanismos, implican la aparición de impactos sobre diferentes actores económicos que no estarán incorporados en los costos “directos” de mitigación.

Un análisis macroeconómico sería necesario para estimar los verdaderos costos incorporando la totalidad de los efectos directos e indirectos. Es cierto, sin embargo, que el análisis macroeconómico incluye desafíos y problemas adicionales.

(29) UNEP/RISØ op. Citado – Capítulo 8 – Aspectos de implementación – Pág. 126

La estimación de los efectos se podría hacer a través de la comparación de dos estadios de bienestar ⁽³⁰⁾ - el bienestar de la sociedad sumiendo que las acciones no son implementadas y el bienestar de la sociedad asumiendo que dichas acciones se implementen- lo cual requeriría:

- Una medida del bienestar social (Función de Bienestar Social)
- Supuestos sobre que sucede si las acciones no se implementen y cómo las acciones se implementarían
- El uso de un modelo macroeconómico que permita medir los cambios.

La medición del bienestar de una sociedad no es una tarea simple y presenta dos dificultades principales.

- el mejoramiento de bienestar está relacionado con la distribución del ingreso y según quién sea el destinatario de una mejora del ingreso, diferente será su medición e impacto sobre el bienestar –un pobre le asigna más valor a un peso adicional que un rico.
- Las funciones de bienestar individuales no se pueden sumar, ya que hacer los mismo implica juicios éticos y políticos y asignar ponderaciones las funciones de diferentes individuos. La mera suma de las funciones de bienestar individuales, si pudiesen estimarse y calcularse, implicaría aceptar la distribución del ingreso existente como buena.

La estimación de los costos macroeconómicos de mitigación sólo se puede hacer si es posible comparar la situación con y sin política de mitigación. Los resultados de tal comparación dependerán de las hipótesis que se hagan con respecto a como está funcionando el sistema socioeconómico en cuanto a su eficiencia global y si la comparación entre ambos escenarios deben hacerse suponiendo un mismo nivel de eficiencia.

Consideraciones adicionales deben hacerse sobre los diferentes tipos de modelos que podrían utilizarse para el análisis y comparación de las distintas situaciones y la especial consideración que diferentes modelos macroeconómicos pueden arribar a resultados y estimaciones muy distintas, lo cual requiere una interpretación y uso muy cuidadoso de tales resultados.

Lo cierto es que las estimaciones incluidas en este Capítulo no han incorporado el análisis macroeconómico ni los impactos sobre variables tales como distribución del ingreso, empleo, sector externo, presupuesto fiscal o crecimiento del PBI.

Puede concluirse, entonces, que los costos que a modo de ejemplo, se han incluido en este estudio constituyen una aproximación muy preliminar y mínima de los costos reales de mitigación, al no incluir la totalidad de los aspectos que deben considerarse.

(30) Ver Hourcade y Haites – Macroeconomic Cost Assessment – en UNEP/RISO op. Citado – pág. 87.

Capítulo VI

Comentarios sobre la implementación de acciones de mitigación en la Argentina

1. Introducción

Los resultados de la implementación de acciones de mitigación del cambio climático en la Argentina que se presentan en el Capítulo IV, en términos de los ahorros de emisiones de gases con efecto invernadero (GEI), deben ser considerados como potenciales. Esto es, miden la reducción de emisiones de GEI que se lograría si se implementaran “mecanismos efectivos” para modificar las conductas esperadas de los agentes sociales y económicos respecto de sus elecciones tecnológicas en el consumo y aprovisionamiento de energía.

La elección de los mecanismos más efectivos para la implementación de políticas no es tarea sencilla. En primer lugar, el tipo de mecanismos que pueden emplearse es altamente dependiente de las características regulatorias y organizativas del sistema económico en general y energético en particular. Estas características son las que definen, precisamente, los márgenes de injerencia que el marco legal vigente le deja a la intervención de los poderes públicos. En segundo lugar, la “efectividad” está asociada también a los costos de las medidas de mitigación, no sólo en términos monetarios, sino muy especialmente a la magnitud y distribución de los diversos impactos que producirían estas acciones de mitigación.

Respecto de los aspectos regulatorios, cierto es que el marco legal vigente puede ser cambiado cuando los altos intereses de la sociedad así lo requieran. Sin embargo, no puede obviarse las características esenciales del sistema actual y sobre todo las verdaderas posibilidades de modificar la regulación vigente dependiendo de las relaciones de poder entre los distintos agentes en el sistema.

En el caso particular de Argentina, la reestructuración económica y energética implementada a comienzos de los años 90, que incluyó una profunda reestructuración del estado y sus roles, se basó en el establecimiento de mercados libres, otorgando a la competencia no sólo el rol de fijador de precios, sino también la asignación de recursos en el sistema económico.

En este contexto, la problemática de la implementación de políticas, en este caso para la mitigación del cambio climático, requiere de análisis específicos que por su amplitud y complejidad escapan a los alcances del presente informe.

La intención de este Capítulo es sólo hacer algunos comentarios sobre las oportunidades y obstáculos que se enfrenta para la implementación de políticas de mitigación en el actual contexto. Por tanto, su alcance es abarcativo, al incluir el conjunto de fuentes energéticas, y la profundidad del análisis es menor.

En las Secciones siguientes se presenta por separado el análisis de la promoción de la eficiencia energética en los sectores de consumo final y de la problemática de la eficiencia en el abastecimiento de energía. En ambos casos, se hace una breve descripción de la situación actual, tanto en lo que se refiere a las políticas ya vigentes como a la eficacia de los mercados para mejorar la eficiencia, y del tipo de obstáculos que habría que superar para la efectiva implementación de las medidas de mitigación consideradas en este informe. Finalmente se comentan las oportunidades y obstáculos para el uso de fuentes no emisoras de GEI en la generación eléctrica

2. La promoción de la eficiencia energética en los usos finales

2.1. Las políticas oficiales

La idea rectora de la reforma fue el sinceramiento de todos los mercados de bienes y la utilización de sus precios internacionales como referencia, en la esperanza de que la importación se convirtiera en una opción de abastecimiento ilimitado del mercado interno y alternativa a la producción nacional. Si bien este mecanismo sirvió para disciplinar los precios internos de la mayoría de los bienes transables, aún a costa de un importante desequilibrio de la Balanza Comercial, no produjo el mismo efecto en todos los mercados energéticos.

En primer lugar, los mercados de los productos energéticos distribuidos por redes físicas –como la electricidad y el gas natural- no pueden cambiar con rapidez sus fuentes de abastecimiento (nacional versus importado). Por el contrario, la viabilidad económica de los proyectos de importación depende de los costos de la infraestructura necesaria para efectivizar tal importación y en general las inversiones son de tal magnitud

que limitan la posibilidad de recurrir a la importación como abastecimiento contingente para disciplinar los precios internos.

Pero aún en los derivados de petróleo, generalmente pensados como un producto más apto para este tipo de mecanismo de regulación de precios, se han presentado serios desfasajes entre los precios internos y los internacionales. La característica oligopólica de la refinación de petróleo en el país se reproduce en la comercialización minorista de estos productos, especialmente en los combustibles para el transporte. La escasez de bocas de expendio independientes (no atadas con exclusividad a un productor local de derivados) coloca a la importación bajo la órbita de los productores locales, eliminándola como opción competitiva.

Estas dificultades se evidenciaron más claramente cuando los precios internos de los derivados no acompañaron la caída del precio internacional del crudo y las petroleras locales trataron de amortiguar los perjuicios económicos derivados de esta situación manteniendo los altos precios internos de los derivados. Aún cuando las autoridades energéticas hacen un seguimiento cercano del comportamiento de estos mercados, debe destacarse que se resisten a utilizar mecanismos de regulación que no descansen estrictamente sobre la profundización de la competencia para la regulación de los precios internos.

En este contexto, se mantienen vigentes dentro del área energética varios programas vinculados con la promoción de la eficiencia energética y la mitigación del cambio climático en el uso final de energía. Ellos son: la sustitución de derivados líquidos por gas natural comprimido (GNC) en el transporte, la búsqueda de mecanismos de promoción de la cogeneración y el programa de uso racional de energía.

El programa de GNC fue lanzado a mediados de los ochenta y orientado inicialmente a captar el mercado de los taxis en la ciudad de Buenos Aires, que abarcan una flota de alrededor de 35000 automóviles con un recorrido diario por vehículo que ronda los 250 kms. El mecanismo utilizado para favorecer la penetración del GNC fue la fijación de un precio de venta al público que compensara rápidamente la inversión inicial necesaria para la adaptación del vehículo. Para ello se usó como precio de referencia el de las naftas, que junto con los costos del gas natural definieron una tasa de impuestos sensiblemente menor que la aplicada a la nafta.

Este mecanismo se mantuvo después de la reforma, aún cuando constituye un subsidio al uso del GNC y su utilización masiva afectaría la recaudación fiscal. Precisamente, los problemas de recaudación fiscal han dinamizado últimamente la creación de un impuesto adicional a los automóviles con motor diesel cuya penetración está afectando el volumen de ventas de naftas y, por tanto, la recaudación de impuestos, ya que la tasa impuesta al gas oil es sensiblemente menor que la que pesa sobre el consumo de nafta.

Tanto el mantenimiento de la promoción del uso del GNC, como la eliminación de las barreras para la penetración de los automóviles gasoleros, serán necesarios para alcanzar los niveles de sustitución de las naftas asumidos entre las opciones de mitigación en el transporte urbano de pasajeros.

Los programas de cogeneración y de uso racional de energía descansan más sobre mecanismos de mercado. Respecto de la cogeneración, se hicieron estudios para determinar el potencial en ciertas ramas industriales. Sin embargo, la tendencia decreciente de los precios de la electricidad en el mercado mayorista en los últimos años, así como la liberación del mercado para contratar el suministro eléctrico a los grandes consumidores industriales, conspiró contra la difusión de esta opción.

En el caso particular de la electricidad, la reducción de precios en el mercado mayorista, junto con la desintegración vertical de la industria, desalentó en un principio la participación activa de las empresas distribuidoras de electricidad en programas de uso racional de energía en el consumo final. Si bien algunas empresas habían comenzado a rever esta postura inicial, especialmente para controlar el alto ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica.

De cualquier forma la posición oficial en el tema de conservación de energía pareciera centrarse en mejorar el nivel de información de los consumidores a través del etiquetado de los artefactos eléctricos y trasladar la decisión a los consumidores permitiendo la libre expresión de sus preferencias.

Los programas de uso racional que se han iniciado recientemente o están próximos a comenzar incluyen la penetración de lámparas eficientes tanto a nivel de alumbrado público (programa en ejecución en una primera fase piloto) como en iluminación en los sectores Residencial y Comercial.

2.2. Los resultados obtenidos hasta ahora

Tal como se señaló anteriormente, la apertura económica ha producido importantes transformaciones en lo que se refiere al uso final de energía. En primer lugar, todas las actividades económicas sujetas a la competencia externa sufrieron una reestructuración que significó, en los casos exitosos, la renovación de los procesos y la tecnología usada en el proceso productivo. Es claro que la renovación mejoró la eficiencia energética en estas actividades.

La reestructuración estuvo orientada a mejorar la calidad y presentación de los productos y a la vez reducir sensiblemente los costos de producción y comercialización para poder competir en el mercado interno desprovistos de la protección arancelaria que gozaron en el pasado. Salvo en las actividades energointensivas, los costos de la energía no jugaron un rol determinante en este proceso. Ello no quita que las empresas manufactureras no hayan aprovechado todas las oportunidades disponibles para reducir también su cuenta energética. Pero el contexto de precios energéticos por sí solo no hubiera justificado las grandes inversiones realizadas en la renovación tecnológica y de procesos productivos.

La reconversión de la industria automotriz orientada al mercado ampliado del MERCOSUR, por su parte, impulsó la fabricación de modelos más actualizados con menores consumos energéticos. Sobre esta base se espera que los vehículos vendidos en el futuro en la Argentina se acerquen razonablemente a los estándares mundiales respecto de su eficiencia energética.

En este sentido, se espera que los esfuerzos de la industria automotriz para viabilizar en el futuro la permanencia del uso del automóvil a pesar de la creciente preocupación por sus impactos ambientales estén dinamizados por las regulaciones ambientales de los países industrializados antes que por los precios de los combustibles, como se suponía hace 20 años.

Sin embargo, la sustitución de derivados líquidos del petróleo en el transporte requerirá del mantenimiento de incentivos especiales a través de los precios relativos de las fuentes sustitutas. La efectividad de estos mecanismos dependerá, por supuesto, de la diferencia de precios y de las distancias medias recorridas por cada tipo de vehículo.

En lo que se refiere a los artefactos utilizados por las familias y el sector terciario de la economía para satisfacer sus requerimientos energéticos, se observan resultados contradictorios.

Cierto es que la apertura de la importación de artefactos amplió las opciones en el mercado local y forzó a los fabricantes locales a adaptarse a los estándares internacionales respecto de la eficiencia energética de los artefactos, especialmente en los artefactos eléctricos.

Sin embargo, la diversificación de la oferta de artefactos no siempre responde a las tradiciones culturales ni a la racionalidad en el uso de las fuentes energéticas teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos del país. El ejemplo más claro lo constituyen los artefactos eléctricos para la cocción de alimentos, tanto para uso doméstico como para la panificación.

En el caso doméstico y dejando de lado la penetración de los hornos a micro-ondas que prestan un servicio especial, han aparecido en el mercado gran cantidad de cocinas y hornos eléctricos de uso habitual en países europeos que atraen por su diseño a los estratos de más alto nivel de ingreso. La penetración de estos artefactos, aún incipiente, significa desplazar el uso directo del gas natural para la cocción que hasta ahora era casi excluyente en este uso.

Si se considera la cadena completa desde la producción hasta el servicio energético prestado, en términos de la energía útil, la eficiencia eléctrica sería menor que la del gas natural, a pesar del alto rendimiento del

artefacto eléctrico de cocción. La pérdida de eficiencia es aún mayor cuando el usuario no está acostumbrado al uso de la electricidad y repite las prácticas habituales de la cocción a gas.

Podría pensarse que esta pérdida de eficiencia finalmente se reflejará en los costos energéticos del usuario, haciéndole rever su decisión inicial. Sin embargo, este mecanismo sólo impediría que el hábito se traslade a los estratos de más bajos ingresos, ya que para los restantes consumidores los costos de la energía no son determinantes en sus elecciones.

En el caso del uso de la electricidad para la panificación, está asociado a cambios en la modalidad de comercialización de alimentos, pasando de los locales específicos (panaderías) a supermercados y cadenas de negocios orientadas a la venta de productos especiales de panificación. En este caso, la penetración de los hornos eléctricos está asociada a problemas de espacio e infraestructura que compensan los mayores costos de la energía empleada. Reducir la penetración eléctrica en la panificación pareciera difícil recurriendo exclusivamente a los precios relativos de las fuentes energéticas.

Precisamente la competencia entre el gas natural y la electricidad en los usos calóricos se está expandiendo a partir de la reforma debido a la estrategia de las empresas distribuidoras de ambos energéticos por ampliar sus mercados. Dentro de esta estrategia las empresas de gas natural han apuntado a captar parte del mercado de la refrigeración ambiental, hasta ahora considerado como un uso específico eléctrico. Por su parte, algunas distribuidoras eléctricas salieron a disputar parte del mercado de la calefacción ambiental al gas natural.

Esta disputa está restringida a nichos específicos dentro de los nuevos usuarios. Esto es, apunta a orientar la decisión inicial al elegir la infraestructura que se construirá en los nuevos locales, antes que a provocar la sustitución en usuarios ya existentes. En el sector terciario se restringe a centros comerciales, supermercados y edificios de oficinas y en el sector residencial a los nuevos edificios para vivienda.

Aún es prematuro sacar conclusiones definitivas sobre los resultados de esta disputa, pero es importante destacar que lo que determinará el éxito de unos y otros reside sobre todo en las diferencias de inversión en la infraestructura de los nuevos locales antes que en los precios relativos de ambas fuentes. Esto se ve reforzado por el hecho de que quien decide la infraestructura y afronta sus costos en general no es la misma persona que afrontará la factura energética derivada de tal decisión, salvo en los supermercados.

2.3. La limitación de los mecanismos de mercado

Las oportunidades que ofrecen la competencia y los mecanismos de mercado para promover la eficiencia energética en los usos finales, fueron tenidas en cuenta en el Escenario de Base dentro de la evolución previsible. Nos referiremos aquí exclusivamente a las acciones e instrumentos que deberían aplicarse para profundizar aún más las ganancias de eficiencia energética y alcanzar los comportamientos supuestos en las opciones de mitigación.

El sector transporte

La reducción de los consumos de energía para el transporte no se refiere solamente a la sustitución entre fuente, descansará fuertemente sobre la construcción de nueva infraestructura física no sólo para permitir la sustitución entre medios de transporte, sino inclusive para agilizar el tráfico y reducir los consumos específicos supuestos para los medios carreteros.

La reforma del Estado realizada a comienzos de los años 90 significó la privatización de los servicios de transporte que todavía estaban bajo la órbita estatal (ferrocarriles y subterráneos), pero también asignar el mantenimiento y ampliación de la red carretera del país al sector privado. Estas privatizaciones no han eximido, sin embargo, el pago de subsidios a los operadores privados para evitar los impactos negativos de un alza generalizada de los costos de transporte.

A futuro, está claro que sólo algunos corredores tendrán el suficiente atractivo económico como para concitar el interés de los inversores privados por realizar las obras. Por tanto se requerirá una fuerte intervención estatal en el diseño de políticas de transporte y en la promoción de las obras de infraestructura necesarias para reducir los consumos energéticos.

Respecto de los mecanismos a utilizar, en primer lugar deben mencionarse los de carácter normativo. En esta categoría pueden mencionarse, entre otros:

- La asignación de carriles preferenciales tanto para el transporte colectivo, como para automóviles particulares con más de un ocupante a fin de promover un mayor factor de ocupación de los automóviles.
- La definición de áreas de circulación restringida dentro del ejido urbano de las grandes ciudades, con una adecuada prestación del servicio público de pasajeros dentro del área.
- El control estricto sobre el estado de los vehículos rodantes, atendiendo tanto a las condiciones de seguridad como a su eficiencia energética. Eventualmente podrían establecerse límites de antigüedad para su habilitación, aunque en este caso deberían también instrumentarse los mecanismos financieros para la renovación del parque especialmente de los utilitarios (el denominado Plan Canje, si bien con otros objetivos explícitos, es un instrumento válido en esta dirección).
- Acordar con las empresas terminales automotrices locales las características que deberían satisfacer los vehículos ofrecidos en el mercado, especialmente los cupos para facilitar la sustitución de los derivados del petróleo. Es muy posible que este tipo de mecanismo tenga que ser complementado con incentivos o penalizaciones económicas, por ejemplo a través de impuestos diferenciales por categorías.

En lo referente a la penetración del GNC en el transporte público urbano de pasajeros, se requerirán mecanismos adicionales a los actuales en vigencia, ya que la diferencia de precios relativos entre GNC y gas oil no parece ser un incentivo suficiente para promover tal fuente en los colectivos urbanos. Una mayor carga impositiva al gas oil y mecanismos específicos de financiamiento pareciera ser el reclamo de los sectores que promueven tal penetración.

El resto de los Sectores

Si bien las opciones de incremento de eficiencia energética con fines ambientales, solo se evaluó explícitamente para el sector transporte, es de esperar que en el resto de los sectores de consumo sea posible implementar acciones del tipo de las que se ha hecho referencia mas arriba, en este mismo capítulo.

Tal como se aclarara anteriormente, la reestructuración económica tuvo una incidencia positiva en términos de la eficiencia energética en el sector industrial debido a la renovación tecnológica y al incremento de la escala de producción, si bien el proceso produjo una importante concentración económica. Descansar exclusivamente sobre la fuerza inductora de la competencia para mejorar la eficiencia tendría a futuro el riesgo de profundizar los ya altos índices de concentración económica, poniendo en riesgo la supervivencia de las empresas pequeñas y medianas.

Uno de los mecanismos más promocionados últimamente es el de las compañías prestadoras de servicios energéticos (ESCOs) por su supuesta mejor adaptación a entornos competitivos. Básicamente, una ESCO es una empresa que ofrece auditar y diagnosticar los potenciales ahorros de energía de una firma industrial, y sobre esta base establecer un acuerdo para efectivizar tales ahorros a cambio de un cierto porcentaje del ahorro en la factura energética.

Cierto es que la existencia de estas empresas facilita la actualización permanente sobre las tecnologías y procesos más eficientes disponibles internacionalmente, sobre todo porque puede haber ESCOs especializadas por rama productiva. Sin embargo, la propia supervivencia de la ESCO descansa sobre la existencia de cuantiosas diferencias en la factura energética y la posibilidad de recuperación de la inversión requerida en un plazo relativamente breve, a fin de poder reciclar las inversiones y multiplicar su negocio.

Bajo estas condiciones cabría preguntarse si el mecanismo es realmente efectivo para ampliar el espectro que ya abarca por sí solo el incentivo económico de las empresas productivas. En principio pareciera que no debieran cifrarse demasiadas esperanzas en su efectividad para la promoción de la eficiencia energética en las pequeñas y medianas empresas. Lo que ofrece mayores dudas es saber hasta qué punto las pequeñas empresas pueden ser un mercado interesante para las ESCOs, ya que para las empresas industriales siempre resulta interesante un mecanismo que sólo tiene beneficios y no entraña riesgo alguno.

En este contexto, la posibilidad de apoyar o promover una mayor eficiencia energética en este sector, potenciales medidas públicas podrían centrarse sobre 3 aspectos. Ellos son: el acceso a la información; un sistema de auditorías energéticas y el acceso al financiamiento de las inversiones requeridas para la reconversión.

En lo que respecta a la información, la Argentina dispone de un Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) que fue precisamente pensado para apoyar desde el Estado al desarrollo industrial del país. Esta estructura bien podría reforzarse e incrementar los actuales esfuerzos para sistematizar y difundir la información referida a las nuevas tecnologías y procesos más eficientes.

Aún siendo imprescindible, la información por sí sola no sería suficiente para efectivizar la reconversión de las pequeñas y medianas industrias y debería complementarse con un programa de apoyo de las pequeñas empresas que incluya la realización de auditorías energéticas a modo de diagnóstico para la recomendación de medidas concretas en cada empresa analizada. Bajo la propia supervisión del INTI, este programa podría contar con la participación de las universidades nacionales, como ya ha sucedido anteriormente en experiencias piloto.

Estos programas facilitarían la toma de conciencia sobre el potencial de ahorro energético y otras ventajas de la reestructuración de los procesos productivos en las pequeñas y medianas empresas. Sin embargo, quedan pendientes dos aspectos adicionales: cómo financiar el programa y cómo trascender de la etapa del diagnóstico al de la acción.

Al margen de estos mecanismos dirigidos a superar las distorsiones creadas por la reconversión económica en estos años, es necesario pensar también en formas de propiciar la cogeneración industrial.

Las propias empresas generadoras han mostrado cierto interés por participar en algunas experiencias de cogeneración en industrias, recurriendo a dos modalidades distintas. En un caso los operadores de una central térmica llegaron a un acuerdo con un cliente industrial localizado a escasa distancia de la central para venderle, además de la electricidad, calor residual de la central térmica. Si bien la experiencia es interesante y novedosa para la Argentina, sólo es aplicable a clientes a escasa distancia de la central térmica.

La otra modalidad de participación de generadores en la promoción de cogeneración fue a través de un contrato firmado con una empresa industrial para construir, operar y mantener una instalación de cogeneración en el predio del cliente industrial. Mediante este contrato, la empresa industrial compra el servicio de calor y electricidad al generador, cediendo el uso de parte de su predio y los derechos para comercializar los excedentes de electricidad en el mercado mayorista.

Aún restringido a un mercado de grandes establecimientos industriales potencialmente cogeneradores, este mecanismo parece atractivo porque supera una de las barreras de la cogeneración, que es la falta de experiencia en el manejo de las instalaciones eléctricas por parte de la mayoría de los establecimientos industriales que prefieren focalizar a sus equipos técnicos en las tareas propias del proceso industrial. Habría que analizar con más detalle los resultados para las partes de esta experiencia y buscar la forma de promover este tipo de prestaciones en el futuro no sólo para los grandes establecimientos industriales sino también como un servicio común dentro de los parques industriales del país. Los resultados de este estudio, indican que la modalidad mas adecuada para lograr una real penetración de la cogeneración pasa por la "tercerización" de este servicio a una empresa que cuente con la experiencia suficiente para construir y operar el sistema y, a su vez, genere beneficios para la empresa en la que se localiza.

En el caso de establecimientos industriales más chicos no nucleados en parques industriales, la promoción de la cogeneración podría hacerse en forma conjunta.

3. La eficiencia energética en el abastecimiento de energía

También en el caso del abastecimiento de energía la política oficial descansa sobre la idea que el libre funcionamiento de los mercados producirá un progresivo incremento de la eficiencia de las industrias energéticas, al menos en aquellos mercados que han evidenciado mayores niveles de competencia.

Hasta el momento las experiencias recogidas en la industria eléctrica, tanto en la generación como en la distribución, muestran que las empresas intentan aprovechar todas las oportunidades para mejorar su competitividad en el mercado y sus ganancias reduciendo los niveles de pérdidas del sistema.

En el caso de los generadores eléctricos se observa un interés creciente por incrementar la eficiencia energética de las unidades. Baste decir que las primeras centrales instaladas por inversores privados después de la reforma tenían una eficiencia del 33%. Las centrales que recientemente se han incorporado al sistema tienen una eficiencia del 54%. El nivel de competencia alcanzado por los oferentes en el mercado mayorista eléctrico pareciera ser lo suficientemente amplio como para forzar a los generadores a aprovechar todas las oportunidades que la tecnología disponible ofrece para reducir los consumos de combustible en las centrales eléctricas.

Respecto de las pérdidas de distribución, la situación actual es muy heterogénea. El cuadro tarifario de las empresas distribuidoras del área metropolitana les permite transferir a los consumidores finales los costos de compra de energía en el mercado mayorista incrementado en un 14% en concepto de pérdidas de distribución en baja tensión. En el momento de otorgarse las concesiones las pérdidas alcanzaban al 27% de la energía inyectada en la red de distribución. Por tanto, las empresas trataron de mejorar la medición de los consumos y eliminar las conexiones clandestinas lo más rápidamente posible a fin de evitar las pérdidas económicas que tal situación les ocasionaba. En 4 años lograron reducir las pérdidas en baja tensión al 14%. Toda reducción adicional que sean capaces de lograr en el futuro redundará totalmente en su beneficio, ya que no están obligadas a trasladarlo, ni siquiera parcialmente, a los consumidores finales a través de reducciones tarifarias.

El tope establecido del 14% todavía parece excesivamente alto, si bien una parte importante de la red de distribución es aérea. Cabe esperar que las empresas intenten reducir las pérdidas de distribución por debajo de este tope del 14%, siempre que el costo de la energía ahorrada supere el costo de inversión necesario para alcanzar esta reducción de pérdidas. En el futuro, el incentivo para las empresas distribuidoras será tanto mayor cuanto mayor sea la porción del mercado final que conserven cautivo dentro de su área de concesión.

Los niveles de pérdidas siguen siendo altos en varias distribuidoras del interior del país. Si bien todas ellas han mostrado preocupación e interés por reducirlos drásticamente, los respectivos contratos de concesión tienen cláusulas diferentes para el tratamiento de las pérdidas y su incidencia en las tarifas, dependiendo de la jurisdicción.

En las otras industrias energéticas, la más crítica en lo que a mejoramiento de eficiencia se refiere resultó ser la producción de petróleo en el tratamiento del gas natural asociado. La expansión de la producción de petróleo a partir de la desregulación, orientada hacia los mercados externos, produjo un crecimiento del volumen de gas aventado en yacimientos.

Es claro que el valor del gas venteado, desde la perspectiva de las empresas productoras, no era suficiente para compensar los costos de captación y/o reinyección. Seguramente en esta percepción influye la componente temporal en la apreciación de las reservas de gas. En efecto, desde el punto de vista de las empresas el gas reinyectado sólo produciría ingresos adicionales una vez que se agotaran las reservas sin reinyección. Por tanto, los costos actuales de reinyección deberían ser compensados por el valor presente del

precio de venta del gas al agotarse las reservas. Dado que las reservas tienen un horizonte temporal de alrededor de 19 años, es natural que el gas aventado no tenga valor para las empresas petroleras.

Esta diferente apreciación del costo de agotamiento de un recurso no renovable como el gas natural es lo que explica la falta de eficacia de los mecanismos de mercado para promover un menor desperdicio del gas. Atendiendo a esta característica, las autoridades energéticas recurrieron a normativas muy restrictivas sobre la explotación de yacimientos petrolíferos, si bien las características definitivas de tales medidas están aun en negociación con los actores del sector.

Esta reglamentación constituye claramente una acción de mitigación ya implementada por el gobierno y puede alterar la ecuación económica de la explotación petrolera en ciertos yacimientos. Quedará a criterio de las empresas petroleras decidir en cada caso si la explotación de crudo mantiene su atractivo económico bajo la nueva reglamentación. Por el momento lo que ya se observa es una importante reducción de los volúmenes de gas aventado en yacimientos.

4. La promoción de fuentes energéticas no emisoras

Nos referiremos aquí exclusivamente a la promoción del uso de este tipo de fuentes para la generación de electricidad, que es como se han considerado en las opciones de mitigación. Por tanto, nos referiremos especialmente a la hidroelectricidad, la energía nuclear y la energía eólica, revisando los siguientes aspectos:

- *Las políticas vigentes*
- *Las tendencias del mercado*
- *Las principales barreras para su uso*
- *Los mecanismos de promoción*

4.1. Las políticas vigentes

Dado el carácter federal de la República Argentina analizaremos las políticas e incentivos vigentes tanto a nivel nacional como provincial en los casos que corresponda.

Hidroelectricidad

Aún cuando los recursos hidroeléctricos dentro de su territorio corresponden constitucionalmente a las respectivas provincias, el gobierno federal entiende en el aprovechamiento de los cursos de agua interprovinciales y, en tal carácter, otorga las concesiones para su construcción y explotación, si bien las provincias participan en el control de los caudales desembalsados y sus impactos.

Si bien el gobierno nacional no ha implementado mecanismos específicos para promover la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, mantiene la responsabilidad sobre la disponibilidad y transparencia de la información pública respecto de las oportunidades para la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas. Esto supone:

- La evaluación permanente del potencial hidroeléctrico de las cuencas hidrográficas nacionales;
- El mantenimiento actualizado del listado de posibles aprovechamientos hidroeléctricos;
- Garantizar la optimización del uso del recurso, definiendo emplazamientos posibles y variables de diseño de las nuevas obras;
- Poner los estudios básicos de las nuevas obras (nivel de prefactibilidad) a disposición de los posibles interesados

Algunas provincias se han mostrado más activas en la promoción de la construcción de obras hidroeléctricas en cursos de aguas provinciales. En los casos registrados hasta el momento, y con posterioridad a la reforma, los gobiernos provinciales han aceptado participar en las inversiones necesarias, aún cuando la ejecución y posterior explotación quedara en manos de inversores privados. Mediante este mecanismo se otorgó la

concesión para construir, operar y mantener las centrales al grupo inversor que solicitara menor inversión estatal.

Es de destacar, sin embargo, que algunos ejemplos en desarrollo o próximos a desarrollarse demuestran que la viabilidad de ejecución de las obras bajo “riesgo” privado requiere de aporte significativos por parte del Estado Provincial, los ejemplos de las obras localizadas en las provincias de Mendoza y San Juan son excelentes ejemplos. En el primer caso el aporte provincial para una central de 130 Mw ha sido de 170 millones de dólares (más de 1300 U\$S por Kwi), mientras que en el caso de San Juan, el Estado provincial ha aportado 140 millones de dólares para dos centrales que, en conjunto, tienen una potencia instalada de alrededor de 180 MW.

Los proyectos del Río Bermejo, por su parte, de ejecutarse requerirían un aporte del Estado Nacional de 280 millones de dólares (a ser aportados por la Secretaría de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable), sobre una inversión total estimada en 540 millones de dólares.

La energía nuclear

Si bien el desarrollo nuclear no ha sido considerado como opción de mitigación, la existencia de una ley que prevé la finalización y puesta en operación de la central Atucha II ha obligado a considerar la misma como parte del escenario de base. En consecuencia, se considera conveniente desarrollar algunas consideraciones sobre la potencial utilización de esta tecnología en el futuro.

Los temas relativos a la energía nuclear son de competencia federal. Hasta el momento las centrales nucleares existentes se mantienen bajo la órbita estatal, aún cuando ya fue aprobada una ley que autoriza al poder ejecutivo su privatización.

La empresa del estado que opera las centrales nucleares recibe en el mercado mayorista el mismo precio que los demás generadores, pero no está facultada para firmar contratos de abastecimiento. La nueva ley establece una serie de responsabilidades de un eventual operador privado en lo referente a:

- Riesgo de accidente nuclear y seguros correspondientes;
- Fondo de previsión para la construcción del repositorio definitivo de elementos irradiados;
- Fondo de previsión para el desmantelamiento de la central al final de la vida útil;
- Tasa de sostenimiento del Ente Regulador Nuclear;
- Tasa de contribución a la Comisión Nacional de Energía Atómica.

Adicionalmente, el inversor interesado en operar las centrales existentes debe comprometerse a concluir la construcción de la tercera central nuclear cuyas obras están prácticamente paralizadas.

En el contexto actual de precios de la electricidad en el mercado mayorista, estas condiciones reducen notablemente el interés de los inversores por hacerse cargo de las centrales nucleares argentinas, que además no tienen una tecnología homogénea. Pareciera que el propio gobierno, que impulsó la sanción de la ley para la privatización, tiene dudas sobre los montos que podrían recaudarse a través de este mecanismo y demora el llamado a licitación.

Por supuesto, la construcción de nuevas centrales nucleares tiene una serie de condicionantes especiales referidos especialmente a temas de seguridad para lo cual se requieren autorizaciones de diversos entes antes del otorgamiento de la concesión, que involucran a organismos nacionales y provinciales.

La energía eólica y solar

Sólo para el abastecimiento de pequeños sistemas dispersos y aún no servidos existe una promoción explícita para el uso de estas fuentes, tanto a nivel nacional como en algunos estados provinciales⁽³¹⁾. El objetivo

(31) Programa de Abastecimiento a áreas rurales dispersas. Secretaría de Energía

esencial de estas medidas, sin embargo, es expandir la prestación del servicio eléctrico a la población dispersa que aún no está abastecida.

El programa nacional es similar al que pusieron en práctica algunas provincias del noroeste del país y consiste en el otorgamiento de una concesión a un prestador que se comprometa a instalar en forma descentralizada el equipamiento necesario, manteniendo la responsabilidad por el mantenimiento y operación de los equipos. La tecnología de generación puede ser elegida por el concesionario dependiendo de los recursos energéticos del área, pero está sobretodo orientada a facilitar la penetración de generación fotovoltaica.

El programa prevé el otorgamiento de subsidios al concesionario durante los primeros 3 años de la concesión que pueden llegar a cubrir hasta el 50% de la factura eléctrica de los nuevos usuarios durante ese período. El programa, que cuenta con fondos del Banco Mundial, es aún muy reciente como para hacer un análisis de sus resultados.

Recientemente, noviembre 1998, fue aprobado un régimen especial para promoción de la energía eólica y solar. El mismo prevé determina un subsidio federal de 1 centavo por KWh generado por sistemas eólicos que entreguen su energía al MEM o se destinen al servicio público, durante quince años. Adicionalmente se incluye un régimen impositivo especial con diferimiento del pago del impuesto al valor agregado sobre las inversiones de capital por el término de quince y la garantía de estabilidad fiscal por el mismo periodo⁽³²⁾.

El potencial desarrollo y penetración de la energía eólica, supuesto en las opciones de mitigación, se apoya fuertemente en los resultados de este régimen promocional.

4.2. Las tendencias del mercado

Como ya se ha dicho, a partir de la reforma los inversores privados mostraron claramente su preferencia por el uso del gas natural en la generación eléctrica, apelando al principio a turbinas de gas de ciclo abierto y últimamente optando por ciclos combinados.

Salvo el interés en el proceso de privatización de las centrales hidroeléctricas ya construidas, no hubo ninguna iniciativa privada para continuar la senda iniciada por las empresas públicas hacia el uso del potencial hidroeléctrico del país. En este sentido, las únicas experiencias positivas fueron la construcción de algunas centrales hidroeléctricas de menor tamaño, viabilizadas por subsidios estatales de gobiernos provinciales (como ya se mencionara).

Menos interesante aún pareciera resultarle a los inversores privados invertir en la construcción de nuevas centrales nucleares, cuyos costos resultan poco competitivos en el actual contexto del mercado eléctrico mayorista. La falta de competitividad de la nucleoelectricidad es tanto mayor cuanto más restrictivas son las normas respecto de la seguridad nuclear, a su vez influidas por una resistencia creciente de ciertos grupos sociales a su uso.

La utilización de la energía eólica en la Argentina estuvo muy difundida en los medios rurales, especialmente como fuerza motriz para obtención de agua para el ganado. Mucha menor penetración tuvieron los aerogeneradores para autoproducción eléctrica en zonas rurales dispersas sin suministro de electricidad de la red pública. Sólo en los últimos años los aerogeneradores fueron incorporados como instalaciones de servicio público en ciertas áreas del país.

Al no existir mecanismos de promoción ni subsidios para la instalación de este tipo de equipos, su incorporación efectiva depende de las condiciones particulares de la prestación del servicio (costo de compra de energía del distribuidor, costos de transporte de la red nacional y de la distribuidora troncal y tarifas a consumidor final), además de la disponibilidad del recurso. Estos factores son los que han permitido en los últimos años que varias cooperativas eléctricas instalaran alrededor de 3.6 MW en aerogeneradores, a pesar que el costo de la energía producida más que duplica el precio de mercado de la electricidad en el mercado mayorista durante el período de amortización de la inversión.

(32) Ley 25019/98 Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar – Boletín Oficial 29038 – 7/12/98).

Si en el futuro el mercado de consumidores finales se abriera totalmente a la competencia podría peligrar la continuidad de este tipo de equipamiento, ya que la diferencia de precios podría inducir a los consumidores a contratar su abastecimiento con otros generadores, desapareciendo la actual protección tarifaria con la que cuentan las cooperativas eléctricas.

4.3. Las principales barreras para el uso de estas fuentes

Distinguiremos en este análisis dos tipos de barreras diferentes que pueden obstaculizar el uso de estas fuentes: la aceptación popular y las vinculadas con la calidad del negocio desde la perspectiva de los inversores.

Respecto de la aceptación popular, debe aclararse que ciertos grupos de opinión están cambiando drásticamente su posición respecto tanto de la energía nuclear como de las obras hidroeléctricas, en función del mal manejo que se hizo en el pasado de los impactos locales y riesgos de este tipo de obras.

El adecuado manejo y protección de los cursos de agua es uno de los problemas ambientales más importantes que deberían atenderse en Argentina. Quizás las más problemáticas desde este punto de vista sean las obras de la cuenca del Plata, que son precisamente las que fueron consideradas como opciones de mitigación por el volumen de la energía generable.

Es importante destacar que se trata de una región de llanura atravesada por 2 ríos muy caudalosos, especialmente el Paraná, hasta su desembocadura en el Río de la Plata y el Océano Atlántico. En la alta cuenca del Paraná y sus afluentes, en territorio brasileño, existen numerosas centrales hidroeléctricas, que pese a su capacidad de embalse son incapaces de regular el caudal de ambos ríos caracterizados por un régimen pluvial.

Mucho se ha hablado acerca de los riesgos de propagación de enfermedades favorecidas por ambientes acuáticos estancos (equistosomiasis) para la población de la zona y periódicamente el tema reaparece en la opinión pública. Sin embargo, las mayores preocupaciones para los pobladores del área son la inundación de tierras fértiles y el desplazamiento de población por efecto de las presas, el drenaje de las aguas y la prevención de crecidas.

Cíclicamente la zona sufre un gran perjuicio económico debido a las inundaciones producidas por las intensas precipitaciones en toda la cuenca. La variabilidad climática asociada al fenómeno del Niño pareciera estar reduciendo los ciclos e incrementando su intensidad, lo cual despierta los reclamos de toda la población por la realización de obras que mitiguen sus efectos. En verdad, en ocasiones se han construido obras de defensa que sólo empeoraron las condiciones de drenaje de las aguas y que generaron conflictos entre poblaciones aledañas.

Es claro que por las características topográficas de la región y el módulo del río, los embalses agregarían muy poca capacidad de regulación de la onda de crecida. Sin embargo, una de las obras prevé la construcción de un dique lateral para protección de las tierras productivas en la margen baja del río. Sin embargo, ciertas dudas se han manifestado sobre los efectos de este dique lateral sobre el comportamiento de la napa freática y la forma de drenaje de esta zona.

Por tanto, habrá que garantizar que las obras hidroeléctricas formen parte de un plan general para el adecuado manejo de los recursos hídricos en cada región. Sólo la seriedad de los estudios previos y una amplia participación de las organizaciones sociales locales permitiría aventar los temores de los pobladores locales sobre los perjuicios que tales obras podrían causarles.

En consecuencia, el diseño de las obras no podrá quedar sujeto a los beneficios económicos de los inversores que las ejecuten sino que requerirá un amplio compromiso estatal para asegurar que se contemplen el conjunto de impactos locales y las aspiraciones de la población afectada. De otra manera, la viabilidad de su realización se vería altamente comprometida.

Respecto de la percepción de la opinión pública sobre los riesgos de la energía nuclear, la situación también ha cambiado drásticamente en los últimos años. Las nuevas constituciones en varias jurisdicciones incluyen declaraciones adversas a esta tecnología, en general declarando a sus jurisdicciones libres de elementos nucleares. La mayor resistencia se produce frente a la posibilidad de ser receptores de desechos nucleares, a pesar de que la operación de las centrales nucleares existentes viene generando residuos nucleares desde hace casi 25 años.

La reconstitución de la confianza pública sobre esta tecnología no será tarea sencilla. Existen demasiadas incógnitas sobre la seguridad en el largo plazo de los repositorios definitivos de residuos de alta radioactividad. También en este caso se requerirá de un amplio debate y participación de las organizaciones locales para viabilizar esta tecnología no emisora de GEL.

En lo que se refiere al atractivo económico para construir este tipo de obras, desde la perspectiva de los inversores privados, varias son las barreras que explican la tendencia mostrada por los generadores en su elección tecnológica. En primer lugar, y como marco para este análisis, es necesario resaltar que los generadores sólo reciben remuneración en el mercado mayorista por la energía ofertada si sus equipos son despachados cuando venden energía en el mercado spot o si consiguen firmar contratos de abastecimiento en el mercado a término. Adicionalmente, pueden obtener una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema si sus máquinas son aceptadas en la licitación semanal de reserva fría o si logran firmar un contrato de provisión de reserva con algún demandante del sistema.

Respecto del mercado a término y dentro de la diversidad de contratos de concesión, debe decirse que en general la regulación intenta que los riesgos de estas transacciones sean asumidos por los distribuidores, impidiendo que se trasladen a los consumidores finales los mayores costos por diferencia entre los precios contratados y los vigentes en el mercado spot en cada momento. Si bien esta norma está destinada a proteger a los consumidores cautivos de una eventual colusión entre distribuidores y generadores, lo cierto es que desalienta la firma de contratos de provisión en un contexto de precios decrecientes en el mercado spot, que por otra parte son remisos a firmar los generadores cuando se prevé que los precios tengan una tendencia creciente.

La aversión al riesgo mostrada por los distribuidores en este contexto conduce a que todos los riesgos sobre las posibles fluctuaciones futuras de los precios de la electricidad en el mercado mayorista sean absorbidos por los generadores que no puedan contratar con grandes consumidores y por los consumidores finales cautivos en el área de concesión de los distribuidores cuya tarifa acompañará las variaciones de precio en el mercado spot.

En este contexto todos los generadores afrontan el riesgo de la volatilidad del precio en el mercado spot, que puede verse altamente influenciado por oscilaciones en la oferta hidroeléctrica. Al respecto es necesario aclarar que una parte importante de la oferta hidroeléctrica argentina proviene de centrales de pasada que sólo pueden limitarse a turbinar los aportes hidráulicos que reciben, situación que se vería reforzada en el Escenario de Mitigación por el tipo de centrales hidroeléctricas incorporadas.

Cierto es que en períodos de altos aportes hidráulicos los operadores de centrales hidroeléctricas de pasada pueden en parte compensar la caída de precios con una mayor generación, pero el resultado neto sobre sus ingresos dependerá de la magnitud de ambos fenómenos.

Difícilmente los generadores nucleares vean modificada su producción de energía bajo estas condiciones operativas del sistema, gracias a la ventaja comparativa de sus bajos costos variables. Por tanto, los ingresos de los operadores de centrales nucleares acompañarían exactamente las fluctuaciones en el precio spot, si venden su producción en ese mercado.

Los generadores térmicos convencionales serían en teoría los más perjudicados en caso de altos aportes hidráulicos, ya que disminuirían simultáneamente sus precios de venta y la cantidad vendida. Y en algunos casos quedarían totalmente excluidos del mercado. Precisamente para mitigar este perjuicio y evitar la quiebra de generadores cuyas centrales operarían en condiciones hidrológicas adversas, la reglamentación fue

cambiada a fin de otorgarle a los generadores térmicos convencionales una retribución especial por el mantenimiento de su potencia puesta a disposición del sistema.

El mecanismo consiste en determinar en cada programación estacional del sistema cuáles serían los grupos térmicos que resultarían convocadas si se presentara el año hidrológico más seco de la serie histórica y el nivel de potencia generada bajo esas circunstancias. Esa potencia, considerada como reserva de base térmica, es remunerada siempre, con independencia de los aportes hidráulicos esperados en el corto plazo.

Teniendo en cuenta que en años hidrológicos secos son precisamente los generadores térmicos los que más ven incrementados sus ingresos (mayor generación térmica vendida a precios más altos) cabría preguntarse si la compensación por reserva de base debería calcularse sobre el año más seco de la serie histórica o para una situación intermedia. Pero lo que no cabe duda es que el sistema debe asegurar la permanencia en el mercado de suficiente potencia térmica de respaldo para poder mantener la continuidad del servicio en períodos de sequía.

Los períodos secos representarán también mayores ingresos para los generadores nucleares, que no reciben compensación por potencia de reserva de base, en el entendimiento de que siempre serán despachados bajo cualquier condición hidrológica. En cambio, el impacto de años secos sobre los ingresos de los generadores hidroeléctricos dependerá de la magnitud en la que se reduzca su propia generación y del alza de los precios en el mercado spot.

Por supuesto, la magnitud de las fluctuaciones de generación hidroeléctrica entre años ricos y secos depende del caudal máximo turbinable instalado en las centrales. Al respecto debe aclararse que en todas las centrales diseñadas y construidas por las empresas públicas la potencia instalada era aquella que permitiera aprovechar la mayor parte del potencial hidráulico. Por tanto, en años ricos existe, en general, suficiente capacidad instalada como para turbinar la mayor parte del aporte, ampliando el rango de variabilidad de la oferta hidroeléctrica según las condiciones hidrológicas.

Es dudoso que los inversores privados estén dispuestos a seguir esta regla de diseño. Seguramente el nivel de equipamiento será aquél que permita compensar las inversiones en grupos adicionales con mayores ingresos a pesar de eventuales caídas en el precio. Será necesario analizar en cada caso particular el verdadero significado de esta regla de decisión en términos de la energía hidráulica desaprovechada por vertimiento.

La futura interconexión con el sistema brasileño podría incrementar la volatilidad de precios en el mercado spot argentino debida a las variaciones en los aportes hidrológicos en el país vecino. Debe destacarse que el sistema brasileño es abastecido casi totalmente con generación hidroeléctrica y, por tanto, está sujeta a la distribución de caudales. La determinación de las necesidades de expansión de la capacidad de generación se hace asumiendo una garantía de suministro el 95% del tiempo. Esto significa que el 5% del tiempo podría comprometerse el suministro por falta de agua en los embalses, pero el 95% puede esperarse un exceso de capacidad sin mercado propio para colocar la oferta excedente. Esta energía, cuya magnitud depende de las condiciones hidrológicas de cada año particular, se denomina energía secundaria.

El valor económico de esta energía secundaria, en términos de su costo marginal de generación, es nulo ya que corresponde a situación de vertimiento. Por tanto, el precio al cual se ofrecería en el mercado argentino como importación contingente podría ser muy bajo con la condición de que cubra los costos de transporte.

Es claro que este contexto conspira contra la realización de centrales capital intensivo y largos períodos de construcción, ya que el riesgo empresario induce a los inversores a exigir mayores tasa de retorno de la inversión. Precisamente, todas las tecnologías consideradas como opciones de mitigación comparten esta característica. En el caso de las centrales hidroeléctricas las distancias a los centros de consumo obligan a los generadores hidroeléctricos a afrontar adicionalmente altos costos de transporte.

Al margen de los riesgos, existen condiciones particulares de la normativa que incrementan los costos de las opciones de mitigación desde la perspectiva de los inversores privados. Ya hemos mencionado en el caso de las centrales nucleares la constitución de fondos especiales para el tratamiento de los residuos y el posterior desmantelamiento de la central, así como los seguros y el aporte para el mantenimiento del ente de control de la actividad nuclear en el país.

En el caso de las centrales hidroeléctricas deben mencionarse:

- *la duración de la concesión para el usufructo de las obras*; que cubre un período de 30 años, sensiblemente menor que la vida útil del complejo hidroeléctrico estimado en 50 años;
- *el pago de regalías a las provincias que ceden el uso del recurso hidroeléctrico*, que representa el 12% de los ingresos brutos por venta de energía, ya sea en efectivo o en especies;
- *el mecanismo de expansión de la red de transporte*, que obliga a amortizar los costos de instalación de nuevas líneas en un período máximo de 15 años.

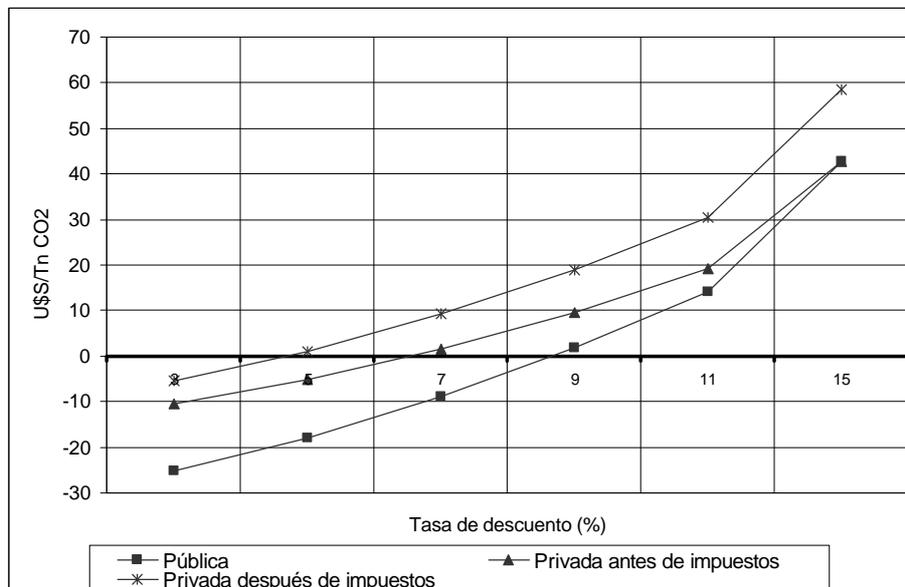
Estos elementos afectan la percepción de los inversores privados sobre los beneficios económicos que obtendría con la realización de las obras. Por tanto, deberían ser considerados al calcular los costos incrementales de mitigación toda vez que se pretenda inducir un cambio en la elección tecnológica de los generadores.

A modo de ejemplo sobre la influencia de estos factores sobre los costos incrementales de mitigación, se muestra en el Gráfico siguiente la magnitud de los costos incrementales de mitigación correspondientes a la más económica de las centrales hidroeléctricas incluidas en el Escenario de mitigación, en función de la tasa de descuento utilizada para evaluar las alternativas y asumiendo un precio futuro del gas natural de 1.8 U\$S por millón de BTU.

La curva identificada en el Gráfico bajo la denominación “Pública” corresponde a los costos para una evaluación desde la perspectiva pública. Esto es amortizando las inversiones en la central y sistema de transmisión asociado a lo largo de la vida útil y con independencia de los impuestos y tasas diferenciales que se apliquen a las centrales hidroeléctricas, ya que no constituyen costos sino mecanismos de captación de renta. La curva “Privada antes de impuestos” incorpora al análisis exclusivamente la reducción de los plazos de amortización de las inversiones a 30 años para las obras hidráulicas y a 15 años para la transmisión. Por su parte, la curva “Privada después de impuestos” incorpora como costo para el generador hidroeléctrico el pago de las regalías a las provincias.

Gráfico N° IX.1

Perspectiva pública versus privada en la cuantificación de los costos incrementales de Mitigación



Como puede apreciarse, existe perjuicio económico para el inversor privado aún utilizando tasas de descuento del 5%, cuando el proyecto resultaba beneficioso para la sociedad para tasas inferiores al 9%. Con una tasa

del 11%, que es relativamente baja para los estándares de los inversores privados en la Argentina, los costos de mitigación privados más que duplican el costo económico desde la perspectiva pública (30.4 U\$\$/Tn de CO₂ Vs.14 U\$\$/ Tn CO₂). Los mecanismos para implementar las acciones de mitigación deberían ser tales que compensen este perjuicio económico.

4.4. Los mecanismos de promoción

La elección de mecanismos adecuados para promover la construcción de centrales eléctricas con tecnologías libres de emisión de GEI se vincula con la determinación de los siguientes elementos:

- quién debería absorber los mayores costos ocasionados a los generadores,
- cómo canalizar los subsidios, y
- cómo combinar la iniciativa privada de los generadores con la obligación de implementar las acciones de mitigación.

Algunos países del Anexo 1 de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático han implementado distintos tipos de mecanismos para promover el uso de fuentes renovables especialmente pensados para funcionar en mercados competitivos: impuesto al carbono; penalizaciones ambientales; reserva de mercado para tecnologías limpias (ya sean centralmente administrados o con un mercado conexo de certificados de generación limpia); exenciones o reducciones impositivas, financiación en condiciones más favorables que las vigentes en el mercado, creación del mercado de la electricidad limpia para los consumidores finales; etc.

Todos estos mecanismos de promoción son financiados en última instancia por los consumidores finales, ya sea directamente a través de mayores tarifas para la electricidad o indirectamente mediante sus impuestos normales.

Pero en el caso de un país como Argentina que no está obligado en lo inmediato a reducir sus emisiones de GEI y cuyos niveles de emisión siguen y seguirán siendo por muchos años muy inferiores a los de los países industrializados, cabe preguntarse si la aplicación de estos mecanismos de captación de fondos se corresponde con mínimos principios de equidad internacional para la mitigación del cambio climático.

En nuestra opinión, la predisposición favorable del país para contribuir y participar en los esfuerzos internacionales para mitigar el cambio climático no debería significar una carga ni financiera ni económica para la población local. En consecuencia, sólo comentaremos la eficacia u obstáculos para implementar mecanismos de promoción de tecnologías limpias en el actual contexto del sistema eléctrico argentino, asumiendo que los fondos necesarios para ello provendrán de alguna de las modalidades de canalización de fondos internacionales que aún se discute en la Conferencia de las Partes. De esta forma, quedarían fuera de aplicación el impuesto al carbono, la creación del mercado de electricidad limpia, y todo otro instrumento que transfiera los mayores costos a los consumidores.

La mayor parte de los instrumentos para la promoción de nuevas tecnologías que hemos comentado son más apropiados para porciones marginales del mercado y pensados para apoyar generadores independientes cuya oferta individual es marginal en el sistema (aerogeneradores, minihidro, fotovoltaica, etc.). Quedan serias dudas acerca de si serían igualmente costo-efectivos para grandes centrales hidroeléctricas y nucleares que para la promoción de la generación eólica descentralizada.

Por ejemplo, en el caso del establecimiento de cuotas de abastecimiento por tipo de tecnología habría que incluir la hidro y nuclear, a diferencia de lo que es práctica corriente en países que ya lo implementaron (Gran Bretaña, USA, Dinamarca, etc.). Pero algunos de los aprovechamientos considerados podrían representar cada uno alrededor del 20% del mercado nacional, lo cual genera escalones de oferta y dificultad para la competencia efectiva por indivisibilidad de las centrales.

Adicionalmente, cabría preguntarse si es legítimo discriminar a los actuales generadores hidroeléctricos y nucleares en la consideración de las cuotas correspondientes a estas tecnologías, que aportan alrededor del

50% de la oferta actual. Su exclusión impediría cualquier tipo de compensación frente a condiciones hidrológicas diversas en las distintas cuencas. Sin embargo esta inclusión no debería significar bajo ningún concepto una canalización de subsidios hacia ellos.

El otro tema es quién estaría obligado a cumplir las cuotas establecidas. Las posibilidades son: los generadores, los comercializadores, los distribuidores y los consumidores finales. Los consumidores finales quedan descartados porque hemos asumido que ellos no asumirán los costos incrementales de mitigación. Los distribuidores serían, teóricamente, el eslabón más adecuado si comercializaran una parte sustantiva del mercado, pero la tendencia es a separar la función de distribución (manejo de las redes) de la de comercialización en un ambiente de competencia irrestricta en el mercado minorista.

Si bien ya están habilitados para actuar, aún no está claro la porción de mercado que podrían captar los comercializadores para que fuera efectivo que asumieran este compromiso en exclusividad, ya que algunos generadores pueden optar por la firma directa de contratos de suministro con consumidores finales.

La imposición del cumplimiento de cuotas de producción por tipo de tecnología no puede imponerse a los generadores sobre la base de su generación propia, dado el nivel de atomización alcanzado por la oferta, aún cuando sería el punto de medición ideal. Un mecanismo de este tipo obligaría a la implementación de un mercado de certificados libres de emisión en el que los generadores térmicos pudieran asegurar que otro generador produjo su cuota parte de electricidad limpia.

Pero en este caso los generadores hidráulicos, nucleares y eólicos existentes no podrían negociar sus certificados ya que significaría un subsidio sin contraparte de inversión. Sin embargo, su generación será imprescindible para cumplir las cuotas establecidas.

El mecanismo supone que la obligatoriedad de exhibir los certificados libres de emisión, les permitirá a los generadores no emisores obtener un ingreso extra sobre la venta de energía suficiente para compensar sus mayores costos. Sin embargo, la existencia de fondos específicos para afrontar los costos incrementales de mitigación supone que los agentes que adquirieron los certificados serán compensados por este costo extra.

El problema es cómo medir y controlar que este costo extra sea razonable y los generadores no emisores no reciban un superbeneficio. Cuando el generador no emisor contrata la venta de energía limpia a un precio mayor que el de mercado con un distribuidor, como sucedió en Gran Bretaña, puede tomarse el precio spot como referencia del costo de abastecimiento alternativo y determinar la magnitud de las compensaciones al distribuidor. Pero cuando las transacciones se realizan en el mercado secundario de certificados no existen señales propias del mercado eléctrico y habría que recurrir a la fijación de precios tope, tarea nada sencilla.

El otro tema, vinculado también con a quienes se obliga a cumplir las cuotas, es el tratamiento que se le daría a las exportaciones e importaciones. Si la obligación recae sobre los generadores, se garantiza el control de las emisiones de las centrales eléctricas en el territorio nacional, cualquiera sea el destino de la producción. Si la obligación es sobre los que venden a consumidores finales deberá definirse cómo juegan las eventuales importaciones, especialmente desde Brasil.

En función de estas consideraciones, puede concluirse que el tema requiere un análisis mucho más profundo sobre todas las dificultades instrumentales de este tipo de mecanismo y sobre su efectividad para promover tecnologías no emisoras de producción masiva sin generar distorsiones en el mercado.

El otro tipo de mecanismo alternativo a éste para promover la construcción de grandes centrales es una mayor participación estatal mediante el llamado a licitación para la construcción de las obras estableciendo un tope máximo de subsidio dado por el costo incremental calculado por el organismo competente en cada caso particular y en el cual los oferentes compitan sobre la base del subsidio solicitado dentro del rango admitido, el canon que están dispuestos a pagar por la concesión, obras complementarias ofrecidas y otras mejoras en la zona.

Este mecanismo más tradicional y aparentemente más sencillo no está exento de dificultades. Las principales son el espacio que se le reserva a la iniciativa privada (elección tecnológica, detección de nuevas

oportunidades, etc.) y la oportunidad en vinculación con la situación de la oferta eléctrica. El tema de la oportunidad es especialmente importante porque las centrales a licitar podrían tener un fuerte impacto sobre las condiciones de funcionamiento del sistema. En caso de optarse por un mecanismo de este tipo debería prestarse especial atención a la transparencia y anticipación de la información a fin de evitar riesgos innecesarios. De cualquier forma, un proceso de este tipo requeriría el suficiente tiempo como para conciliar posiciones y lograr el mínimo consenso de las poblaciones locales eventualmente afectadas por las obras.

Estos comentarios sobre los distintos tipos de mecanismos para promover tecnologías no emisoras no son de aplicación para la generación eólica, para la cual sí puede reservarse una porción creciente del mercado eléctrico. También en este caso el proceso licitatorio con subsidios compensatorios acotados pareciera la forma más sencilla de implementar, ya que el control de las cuotas presenta dificultades similares a las señaladas para las restantes tecnologías.



**Secretaría
de Desarrollo
Sustentable y
Política Ambiental**