



Instituto Complutense
de Estudios Internacionales

La Transición Energética en China

Enrique Palazuelos, Clara García
WP 05/07

Resumen

China está pasando, desde principios de los años noventa y más aún desde el comienzo del presente siglo, por una transformación de su sistema energético. Este trabajo analiza, en primer lugar, los rasgos que están caracterizando la transición del sistema energético, destacando la existencia de (cuatro) líneas de continuidad con el esquema tradicional y (siete) líneas de ruptura con dicho esquema. A continuación, analiza la influencia determinante que sobre esos cambios energéticos están ejerciendo tres cambios fundamentales de la economía durante la fase actual de desarrollo: el fuerte crecimiento y la transformación que experimenta la especialización del sector industrial, el impulso del sector de transporte y las nuevas pautas sociales que se derivan del proceso de urbanización y de los hábitos de consumo. Esa base analítica permite formular la hipótesis de que, bajo el supuesto (realista) de que esos tres factores seguirán presentes en la dinámica de desarrollo a lo largo de la próxima década, seguirán siendo los principales condicionantes de la transición energética. El estudio de los cinco grandes dilemas a los que se enfrenta la transición china induce a la conclusión de que el escenario energético más razonable es netamente continuista con respecto a las tendencias actuales de la transición energética.

Palabras Clave: Transición energética, China, Desarrollo económico, Sistema energético, Dependencia energética.

Clasificación JEL: Q40, O53, O29.

Abstract

Since the beginning of the 1990s, and especially since the beginning of the current century, the Chinese energy system has been undergoing deep changes. In this work we analyze, first, the features of China's energy transition, highlighting (four) continuities and (seven) departures in relation to traditional structures. Second, we analyze the influence exerted over changes in the energy system by three major shifts in the Chinese economy during its current development phase: strong growth and the transformation of industrial specialization; transportation expansion; and new social patterns emerging from urbanization and new consumption habits. This analytical base allows us to formulate the hypothesis that, under the (realistic) assumption that these three development factors will prevail in the next decade, they will remain the main determinants of the energy transition. Finally, studying the five major dilemmas faced by China's energy transition brings us to the conclusion that the most likely scenario will be a continuation of China's current energy transition trends.

Key Words: Energy transition, China, Economic development, Energy system, Energy Dependency.

JEL Classification: Q40, O53, O29.

Este trabajo forma parte de un proyecto del Grupo de Investigación sobre Crecimiento de la Economía Mundial (GICEM) que analiza comparativamente los sistemas energéticos de las tres grandes regiones de la economía mundial (Unión Europea, América del Norte y Asia Oriental) que son altamente dependientes en energía. El proyecto de investigación cuenta en 2007 con financiación del gobierno de la Comunidad Autónoma de Madrid, en el Programa de Creación y Consolidación de Grupos de Investigación UCM-CCMM en el marco del IV Plan Regional de Investigación.

Este análisis comparativo requiere la utilización de fuentes de información que sean uniformes, lo cual sólo es posible a través de la International Energy Agency. Por esa razón, la mayor parte de la información estadística que hemos utilizado en este trabajo procede de los *Energy balances of non-OECD Countries, 1960-2004*, publicados por la IEA (2006) en CD-rom, si bien para ciertos datos hemos contado también con fuentes chinas, a través del Nacional Bureau of Statistics, y de otros organismos como el Asia Pacific Energy Research Centre (APEREC), la Energy Information Administration U.S. junto con información adicional recogida de trabajos citados en el texto.

Grupo de Investigación sobre Crecimiento de la Economía Mundial (GICEM)
Universidad Complutense de Madrid - Instituto Complutense de Estudios Internacionales
Campus de Somosaguas - 28223 Madrid
Tels.: 91-3942473 / 91-3942472
Fax: 91- 3942499
E-mail: epalazue@ccee.ucm.es / clara.garcia@ccee.ucm.es

© Enrique Palazuelos, Clara García, 2007

El ICEI no comparte necesariamente las opiniones expresadas en este trabajo, que son de exclusiva responsabilidad de sus autores.

Índice

Introducción	4
1. Rasgos actuales de la transición energética	4
1.1. Líneas de continuidad	5
1.2. Líneas de ruptura con el sistema tradicional	6
2. Desarrollo económico y transición energética	16
2.1. Etapas del desarrollo en China	16
2.2. Proceso de industrialización y transición energética	18
2.3. Intensificación del transporte y transición energética	22
2.4. Nuevas pautas domésticas y transición energética	26
3. Principales dilemas de la transición energética	28
3.1. Factores de impulso y (limitados) factores de freno: un escenario razonable	28
3.2. Cinco dilemas estratégicos de la transición energética	30
4. Conclusiones: un horizonte que profundiza los rasgos de la transición energética	39
Referencias bibliográficas	41

A partir de la última década del siglo XX China se encuentra en un proceso de transición energética desde un sistema de abastecimiento característico de las economías subdesarrolladas hacia un sistema energético que responda a las exigencias del desarrollo económico y social¹. El rápido aumento de las importaciones de petróleo que está teniendo lugar en estos últimos años es tal vez el aspecto que más llama la atención, tanto en la opinión pública como en la literatura académica, sin embargo no es más que uno de los elementos importantes que se derivan del proceso de transformación de gran envergadura que está teniendo lugar y que tendrá grandes consecuencias en el transcurso de las próximas décadas. Hechos como los sucedidos en 2003 y 2004 pusieron de manifiesto la encrucijada energética en la que se encuentra China: apagones de luz en varias ciudades, dificultades para aumentar la producción de electricidad en las centrales térmicas, fuerte demanda de electricidad procedente de la industria y de las viviendas urbanas, insuficiencia de las redes de distribución de fluido eléctrico, negativa de muchas minas a suministrar carbón a pesar del rápido aumento de los precios de venta, plantas eléctricas que no disponían de combustible mientras que otras vendían parte de sus stocks a precios muy ventajosos. Todo ello en un escenario energético dinámico, donde afloran numerosos cuellos de botella relacionados con las necesidades de aprovisionamiento que exige el vertiginoso ritmo de crecimiento industrial, la expansión de los transportes y la rápida urbanización del país.

Este trabajo indaga en las características más destacadas que presenta la transición energética china y su relación con la dinámica de desarrollo que está teniendo lugar. El análisis muestra que los rasgos energéticos que definen esa transición están determinados por tres factores principales: el fuerte crecimiento y la transformación que experimenta la especialización productiva del sector industrial, el impulso que cobra el sector de transporte y las nuevas pautas sociales que se derivan del pro-

¹ Glubber (2007) define la *transición energética* como el paso de un patrón de oferta y demanda a otro distinto, lo cual entraña tres tipos de cambios principales referidos a la cantidad de energía consumida, a la estructura de las fuentes que abastecen ese consumo y a una calidad de las mismas incluyendo su impacto ambiental. Adams y Shachmurove (2007) caracterizan los rasgos que conlleva una transición energética en el caso de los países que afrontan los retos del desarrollo económico, ofreciendo una propuesta de análisis que se asemeja en buena medida a la que mantenemos en este trabajo sobre la transición energética en China.

ceso de urbanización y de los nuevos hábitos de consumo. Siendo así, la hipótesis que formulamos es la siguiente: bajo el supuesto (muy probable) de que esos tres *drivers* persistan a lo largo de la próxima década, seguirán siendo los principales condicionantes de la transición energética y en esa medida seguirán profundizándose los rasgos actuales del sistema energético.

El trabajo se estructura en cuatro apartados. El primero analiza los rasgos más destacados que está adoptando la transición energética china. El segundo explica los tres factores que están determinando esos cambios energéticos durante la actual fase de desarrollo por la que atraviesa el país. El tercer apartado argumenta las razones por las que es altamente probable que esos tres factores sigan operando durante las próximas décadas y, en esa medida, analiza los (cinco) principales dilemas a los que se debe enfrentar la transición energética en los próximos años, profundizando algunos de sus rasgos actuales y abordando otros nuevos ámbitos de transformación conforme a las necesidades que plantea la conformación de un sistema energético que favorezca el desarrollo económico y social. El apartado final expone las conclusiones del trabajo.

1. Rasgos actuales de la transición energética

El sistema tradicional de abastecimiento y consumo de energía presentaba un funcionamiento bastante simple y estaba férreamente controlado por la dirección del partido comunista. Estaba basado en el protagonismo exclusivo del carbón y otros combustibles sólidos (madera y desechos vegetales) cuyas abundantes reservas naturales permitían que la producción atendiese a los incrementos de la demanda procedente sobre todo de la industria, la agricultura y el sector residencial. En el lado de la oferta, las demás fuentes energéticas primarias carecían de importancia, mientras que en el lado de la demanda el transporte y los demás servicios tenían una reducida presencia en el consumo final. Los procesos de transformación energética (refinerías y centrales térmicas) eran minoritarios ya que el consumo de productos petrolíferos y de electricidad era muy reducido. Se trataba de un sistema energético que funcionaba al margen de los mercados internacionales, pues sus intercambios exterior-

res se limitaban a la exportación de pequeños excedentes de carbón y de crudos de petróleo. Finalmente, las intensidades del consumo energético respecto al PIB y a la población revelaban el considerable atraso económico y social del país. La ratio consumo energético / PIB era bastante elevada, poniendo de manifiesto la existencia del considerable atraso de la estructura económica y las grandes ineficiencias en el uso del carbón y los otros combustibles sólidos, mientras que el reducido valor de la ratio consumo energético / población reflejaba también el agudo subdesarrollo productivo y las precarias condiciones de vida de la población.

1.1. LÍNEAS DE CONTINUIDAD

Aquel sistema tradicional comenzó a sufrir las primeras grietas durante los años ochenta, es decir, cuando el rápido crecimiento económico empezó a provocar diversos cambios sociales, pero no fue hasta la década siguiente cuando emergieron los signos de que se iniciaba una transición larga y profunda hacia un nuevo sistema energético. Como es lógico, en el curso de ese proceso de transformación persisten algunas características tradicionales, entre las que destacan las cuatro siguientes. La primera es que el carbón sigue siendo la columna vertebral del sistema (Artus, 2006; BEEC, 2004; Crompton y Wu, 2005; Jiang, 2007; Levine, 2005; Lin, 2005), ya que todavía supone casi las dos terceras partes de la producción y cerca del 60% de la demanda interna de energía (cuadro 1), aportando el 80% del combustible que utilizan las plantas térmicas para generar electricidad y el 40% del combustible empleado en los sectores de consumo final.

La segunda característica que se mantiene es el protagonismo del sector industrial, ya que concentra casi la mitad del consumo final² (cuadro 2), destacando las ramas de siderurgia, minerales no metálicos y química-petroquímica que conjuntamente absorben más de un tercio del consumo final. La tercera característica que continúa vigente es el reducido consumo de energía por habitante, que revela el infra-desarrollo en el que todavía se encuentra el país a pesar del fuerte crecimiento del PIB de

² Esa proporción incluye el consumo final realizado en usos no energéticos (aproximadamente el 10%), es decir los recursos que se utilizan como materia prima en las industrias de química-petroquímica (derivados de petróleo y gas natural) y siderurgia (carbón).

las últimas décadas y de la moderación del crecimiento demográfico³. Aunque el valor del consumo per cápita se ha duplicado entre 1980 y 2004, desde 0,612 a 1,248 toneladas equivalentes de petróleo por habitante, el nivel actual apenas supone la mitad de la intensidad de países como Portugal y Hungría, y menos de la tercera parte de la media de la Unión Europea – 15. Lo mismo sucede en el caso del consumo de electricidad donde la intensidad china se ha multiplicado por 5,5 (hasta a 1.607 kilovatios-hora por habitante), pero esa cifra equivale sólo al 40-35% del nivel que ostentan Hungría o Portugal, y a menos de la cuarta parte de la media de la UE-15 (Fuente: IEA, 2006a).

La cuarta característica que persiste es el control que ejercen los poderes públicos sobre el conjunto de las actividades energéticas (Andrew-Speed, 2004; Arruda y Li, 2004; Austin, 2005, Dows, 2006)). El Estado es el propietario de la mayoría de los centros de producción de combustibles fósiles (minas de carbón, yacimientos petroleros y gasíferos), de las plantas eléctricas (térmicas, hidráulicas y nucleares) y de las refinerías, así como de los mayores centros de consumo (industrias, ferrocarril, aviación, fluvial, parte del parque motorizado, y servicios públicos). Simultáneamente, los planes quinquenales regulan las principales cifras de producción y consumo, mientras que los organismos administrativos intermedios se encargan de ejecutar las disposiciones estatales que son de obligado cumplimiento. No obstante, más adelante tratamos sobre algunos cambios recientes que dificultan el control vertical que ejerce la cúspide del Estado sobre la actividad energética.

³ Entre 1980 y 2000, el PIB (medido en dólares del año 2000 en paridad de poder adquisitivo) creció a una tasa media del 9% anual, multiplicándose por nueve hasta 7.220 millones, mientras que la población redujo su tasa de crecimiento desde el 1,5% anual de los años ochenta a menos del 1% en los últimos años, alcanzando un total de 1.303 millones. De ese modo, en el transcurso de las dos décadas el PIB per cápita se multiplicó por 6,75 hasta 5.530 dólares por habitante, pero esta cifra todavía representa sólo la cuarta parte del nivel medio que presentan los países desarrollados. Fuente: IEA (2006a).

Cuadro 1
Evolución de la producción y de la oferta total de energía primaria: 1970-2004

	1981- 1985	1986- 1990	1991- 1995	1996- 2000	2001- 2004	2001-2004 Promedio anual	
	Tasa media de variación anual de cada período (%)					millones tep	%
Producción total	3,9	3,6	3,8	0,4	9,0	1.303	100
Carbón	5,7	5,1	5,2	-0,5	12,4	845	64,7
Petróleo crudo	3,3	1,7	1,6	1,7	1,9	169	13,0
Gas Natural	2,3	3,4	3,2	8,7	11,6	36	2,8
Nuclear	-	-	-	5,5	31,8	13	1,0
Hidráulica	9,7	6,5	8,5	3,1	12,3	26	2,0
Comb. Sólidos Renovables*	0,9	1,2	0,6	0,8	0,7	218	16,5
Oferta total (= Demanda Interna)	3,0	4,5	3,9	1,3	9,4	1.331	100
Carbón	4,6	6,2	4,2	-0,4	11,7	781	58,7
Petróleo crudo	0,7	3,5	5,2	7,7	7,9	246	18,5
Derivados petróleo	-2,4	1,9			29,2	17	1,3
Gas Natural	2,3	3,4	3,2	7,1	12,5	35	2,6
Nuclear	-	-	-	5,5	31,8	13	0,9
Hidráulica	9,7	6,5	8,5	3,1	12,3	26	1,8
Comb. Sólidos Renovables*	0,9	1,2	0,6	0,8	0,7	218	16,4

* Fundamentalmente madera y desechos vegetales.
 FUENTE: Elaborado a partir de datos de IEA (2006a).

1.2. LÍNEAS DE RUPTURA CON EL SISTEMA TRADICIONAL

Una vez destacadas las cuatro características que se mantienen vigentes, a modo de *líneas de continuidad* con el sistema tradicional, pasamos a señalar los rasgos que definen los perfiles actuales de la transición energética, a modo de *líneas de ruptura* con el sistema tradicional, algunas de las cuáles surgieron a lo largo de los años noventa y otras lo han hecho de forma más reciente durante los años transcurridos de esta primera década del siglo XXI.

a) Aceleración reciente de la demanda de energía primaria

Desde los años ochenta tanto la producción como la demanda interna de energía primaria venían creciendo a una tasa media del 3,75% anual (cuadro 1)⁴, es decir a un ritmo significa-

⁴ El freno de la producción y de la demanda durante la segunda mitad de los años noventa (cuadro 1) fue debido a la decisión adoptada por el gobierno de cerrar un gran número de pequeñas minas de carbón. Sin embargo, esa decisión no siempre fue cumplida por las autoridades locales que controlan esas minas y las pequeñas plantas eléctricas, de modo que una parte de la producción y el consumo se mantuvieron ocultos sin quedar reflejados en las estadísticas oficiales (Sinton y Fridley, 2000; Fridley, Sinton y Lewis, 2003; Sinton y Fridley, 2003). En ese sentido, la aceleración posterior queda exagerada en los datos estadísticos a partir de 2001 debido a que la las cifras previas estaban infravaloradas, sin que eso suponga poner en duda el fuerte crecimiento experimentado por la producción y el consumo desde que se inició la presente década..

tivamente muy inferior al que registraba el crecimiento de la economía, hasta que en el cuatrienio 2001-2004, en particular durante el último bienio, la demanda de energía primaria aceleró su incremento registrando una tasa media del 9,4% anual. Esa aceleración hizo que la elasticidad demanda-PIB se situara por encima de la unidad, alcanzando valores ciertamente exagerados (1,516 y 1,695) en 2003 y 2004 (gráfico 1), dando lugar a que la intensidad energética respecto al PIB volviera a elevarse un 10% hasta 0,225 toneladas equivalentes de petróleo por dólar de producción (en precios constantes de 2000 en PPA)⁵.

b) Diversificación del consumo final de energía

En el caso del consumo final, la aceleración de esos dos últimos años situó la elasticidad en valores aún más elevados (1,728 y 1,884), registrándose una mayor presencia de sectores y de fuentes de abastecimiento que hasta ahora ocupaban una posición marginal. Desde el punto de vista sectorial, los mayores crecimientos corrieron a cargo de los consumos en la industria, el transporte y los servicios, de manera que la industria sigue concentrando más del 45% de la demanda final (cuadro 2), pero al mismo tiempo ganan presencia el transporte y los servicios, aunque sus cuotas

⁵ Cálculos hechos a partir de los datos de IEA (2006a).

relativas del 10% y el 4% siguen siendo muy inferiores a las que ostentan los países desarrollados⁶. En la situación inversa se encuentran el sector residencial y el primario, que han reducido su participación en el consumo pero mantienen cuotas (35% y 5%) bastante más altas que las que son propias de los países desarrollados.

Desde el punto de vista de las fuentes que abastecen el consumo final, el carbón sigue destacando como primer recurso pero su participación va en retroceso (33%), acrecentándose la de los derivados de petróleo (24%) y electricidad (14%), aumentando también la presencia del calor (3,5%) y el gas natural (3%), y descendiendo la participación de la madera y otros combustibles sólidos (cuadro 3), utilizados masivamente en los hogares rurales (Sinton y Fridley, 2003). Los productos petrolíferos aumentan su contribución debido al rápido crecimiento de las demandas promovidas por el transporte y -como *feedstocks*- por la industria petroquímica, mientras que en el caso de la electricidad responde a la creciente demanda de la industria (que concentra dos tercios del total), los servicios y los hogares urbanos. El gas natural y el calor tienen una demanda creciente en el sector industrial, a la que se suma el consumo de los hogares en el caso del calor y el consumo de los servicios en el gas (Diagrama 1).

c) Creciente importancia de la energía eléctrica y de los derivados de petróleo

Considerando el aumento del consumo final de energía en 2001-2004, cifrado en 270 millones de tep, la aportación conjunta de los derivados de petróleo y de la energía eléctrica superó a la aportación directa del carbón (50% vs. 39%), de manera que el incremento del consumo final se ha sustentado en el dinamismo de los procesos de transformación destinados a generar electricidad y productos refi-

rados de petróleo. La electricidad producida en las plantas térmicas creció un 15% anual durante el cuatrienio hasta alcanzar 146 millones de tep, a los que se añaden otros 42 millones de origen hidráulico y nuclear (IEA, 2006a). En unidades propias, la generación de electricidad alcanzó los 2.200 teravatios hora en 2004, de los que más de las tres cuartas partes eran de origen térmico⁷. El gran esfuerzo realizado en la electrificación del país (Macheaud 2005; APERC, 2004a) se pone de manifiesto en el hecho de que más de una cuarta parte de la capacidad instalada en 2004 se había construido en los últimos cuatro años, pasando de 310 a 391 gigavatios (GW). Ese esfuerzo es el que ha dado lugar a que la elasticidad demanda eléctrica-PIB se eleve en el cuatrienio hasta 1,595 (gráfico 2), lo que indica que el consumo eléctrico creció un 60% más que el propio PIB haciendo que la ratio consumo-PIB se incrementase de 946 a 1.100 kilowatios-hora por dólar de PIB.

El otro gran esfuerzo se realiza en las refinerías de petróleo (Kambara y Howe, 2007; Locatelli y Martin Amoureux, 2005), de manera que entre 2001 y 2004 la capacidad de procesamiento de crudos se ha incrementado en más de una tercera parte, pasando de 200 a 270 millones de tep. El refino está orientado de manera prioritaria a proporcionar combustibles para motores, de modo que aproximadamente el 60% de la producción se compone de gasolina, diesel y keroseno para aviación. Las naftas son la décima parte y los aceites más ligeros (GLP) en torno al 6%. Los productos residuales, es decir, fuel oil, lubricantes, betunes y coque de petróleo, suponen alrededor del 15% del refino y el resto corresponde a otros productos diversos (cuadro 4).

⁶ Las fuentes estadísticas chinas (que son las que recoge la Agencia Internacional de la Energía) no incluyen el consumo del transporte privado, siendo precisamente el aumento del parque de automóviles privados el que viene experimentando un crecimiento más rápido en el conjunto del sector, si bien sus cifras actuales todavía siguen siendo modestas. En el estudio de la APERC (2004a) se estima que la participación real del sector de transporte en el consumo final es entre cuatro y seis puntos más alta que la obtenida de las cifras oficiales. No obstante, esto significa que la participación del sector se eleva hasta el 14-16% del consumo final, que sigue siendo un porcentaje reducido si se compara con el 30% que supone en la Unión Europea y el 40% en Estados Unidos, según los datos calculados a partir de IEA (2006), *Energy Balances of OECD Countries, 1960-2004*, CD-ROM, Paris.

⁷ El carbón es el combustible con el que se genera el 95,5% de esa electricidad de origen térmico, siendo casi testimonial la presencia de fuel oil y de gas natural como combustibles. La paulatina retirada del petróleo (fuel oil) se decidió en los años ochenta, de forma que en 2004 sólo aporta el 4% (menos de 70 TWh), en tanto que el gas natural no alcanza los 10 TWh, representando el 0,5% de la producción termoeléctrica. Al margen de las plantas térmicas, se registra un aumento de la producción nuclear, 156 TWh e hidroeléctrica, 354 TWh, con porcentajes del 7% y 16% del total. Fuente: IEA (2006a).

Cuadro 2
Distribución del Consumo final por sectores y ramas: promedios de cada periodo (%)

	1981-85	1986-90	1991-95	1996-2000	2001-2004
Consumo Final	100	100	100	100	100
• Industria	57,2 ^b	53,1 ^b	48,1	39,6	39,0
Siderurgia	12,1	8,3	9,1	8,8	9,4
Química y Petroquímica	11,8	8,0	8,4	7,9	7,0
Metalurgia	0,3	1,5	1,7	1,6	2,0
Minerales no metálicos	9,4	12,5	11,3	9,0	8,8
Equipos Transporte			0,6	0,7	0,8
Maquinaria	5,2	5,1	4,0	2,5	2,4
Otras ramas	18,3	17,8	13,1	9,9	8,7
• Usos no energéticos: industria	4,1	8,5	7,4	6,6	7,7
Feedstocks Petroquímica	1,1	3,5	3,2	3,5	4,0
◆ Industria (con usos no energéticos)	61,3 ^b	61,6 ^b	55,5	46,2	46,7
• Transporte ^a	8,0	8,1	7,5	8,1	9,8
Carretera	3,4	3,9	4,8	5,2	6,3
Ferrocarril	3,2	2,6	1,9	1,7	1,7
Otras ramas	1,4	1,6	0,8	1,2	1,8
• Sector Residencial	20,3 ^b	20,3 ^b	27,9	37,4	34,6
• Servicios	1,8	2,1	2,7	3,1	3,7
• Agricultura, forestal y pesca	8,6	7,9	6,5	5,2	5,3
➤ Consumo Final / Demanda Interna (%)	54	57	66	72	67

^a No incluye el transporte transoceánico, que se computa en los balances energéticos de la IEA en la partida de "suministro internacional bunkers marinos". Igualmente, las fuentes estadísticas chinas (que son las que recoge la IEA) tampoco incluyen el consumo del transporte privado.

^b En 1994 las estadísticas de la IEA comienzan a especificar el consumo de madera y otros combustibles sólidos dentro del consumo final de energía (en el sector residencial); hasta entonces figuraban como parte del carbón y/o diferencias estadísticas. Por esa razón las cifras de la industria quedan sobrevaloradas y lo contrario sucede con el sector residencial.

FUENTE: Elaborado a partir de datos de IEA (2006a).

Cuadro 3
Composición del consumo final por fuentes en cada sector: promedio de cada período (%)

	Carbón	Petróleo crudo	Derivados	Gas Natural	Comb. Sól. Renovables	Electri- cidad	Calor
Consumo Final 1990-1995	56,0 ^a	0,3	16,7	2,0	13,1 ^a	8,9	2,9
1996-2000	38,7	0,3	19,8	1,9	26,5	10,0	2,9
2001-2004	32,3	0,3	23,5	2,8	24,2	13,4	3,5
• Industria 1990-1995	73,5	0,3	6,1	1,5	-	12,9	4,8
1996-2000	67,7	0,4	8,1	1,9	-	16,4	5,5
2001-2004	59,4	0,4	8,7	2,6	-	22,5	6,5
• Transporte 1990-1995	15,5	-	80,8	-	-	1,5	-
1996-2000	9,9	-	88,3	-	-	1,6	-
2001-2004	5,8	-	92,3	-	-	1,7	-
• Residencial 1990-1995	43,1	-	2,8	1,5	47,2	3,8	1,6
1996-2000	18,7	-	3,7	1,3	70,7 [*]	4,0	1,5
2001-2004	14,2	-	5,1	2,5	69,9 [*]	5,9	2,4
• Servicios 1990-1995	34,9	-	47,5	1,3	-	15,8	-
1996-2000	23,3	-	54,5	1,4	-	19,7	-
2001-2004	16,2	-	53,7	4,0	-	24,2	-
• S. Primario 1990-1995	39,6	-	43,0	-	-	17,3	-
1996-2000	36,4	-	45,0	-	-	18,5	-
2001-2004	30,3	-	50,4	-	-	19,2	-
• Uso no energ. 1990-1995	40,2	1,9	47,5	10,4	-	-	-
1996-2000	20,6	1,2	69,1	9,1	-	-	-
2001-2004	18,7	1,7	69,7	9,8	-	-	-

^a En 1994 las estadísticas de la IEA comienzan a especificar el consumo de madera y otros combustibles sólidos dentro del consumo final de energía (en el sector residencial); hasta entonces figuraban como parte del carbón y/o diferencias estadísticas. Por esa razón las cifras de carbón de 1990-95 están sobrevaloradas y las de combustibles sólidos renovables están infravaloradas.

FUENTE: Elaborado a partir de datos de IEA (2006a).

d) Desajustes producción- demanda de petróleo e integración en el mercado internacional

Los datos aportados ratifican que el carbón sigue siendo la columna vertebral del sistema energético, en la medida en que durante el cuatrienio 2001-2004 ha aportado de forma directa el 39% del aumento del consumo final y, además, ha contribuido con otro 16% a través de su participación como combustible que genera la mayor parte de los aumentos de electricidad y calor. Es así que la demanda total de carbón ha crecido bastante más que el propio PIB, registrando una elasticidad del 1,369 en el cuatrienio, con máximos de 2,118 y 2,126 en los dos últimos años (gráfico 1). La gran dotación de recursos carboníferos que nutren las reservas del país hace posible que la producción nacional sostenga ese rápido crecimiento, e incluso que se sigan exportando ciertas cantidades.

No sucede lo mismo con el petróleo, a pesar de que el crecimiento de su consumo ha sido menos intenso y su aporte al incremento del consumo final (27%; 74 millones de tep) ha sido menor. La extracción de crudo crece con lentitud por lo que una parte creciente del petróleo procesado en las refinerías es de procedencia extranjera. Hasta la primera mitad de los años noventa, las (modestas) exportaciones de crudos superaban a las importaciones, pero a partir de 1995 las importaciones crecieron desde 17 millones de tep a 70 millones en 2000 y a 123 millones de tep en 2004. Es así que en 1995, las importaciones apenas suponían el 1% de la demanda interna de crudos, elevándose al 16% en 2000 y al 42% en 2004, lo cual ha ocasionado un desajuste creciente entre la oferta y la demanda de crudos⁸.

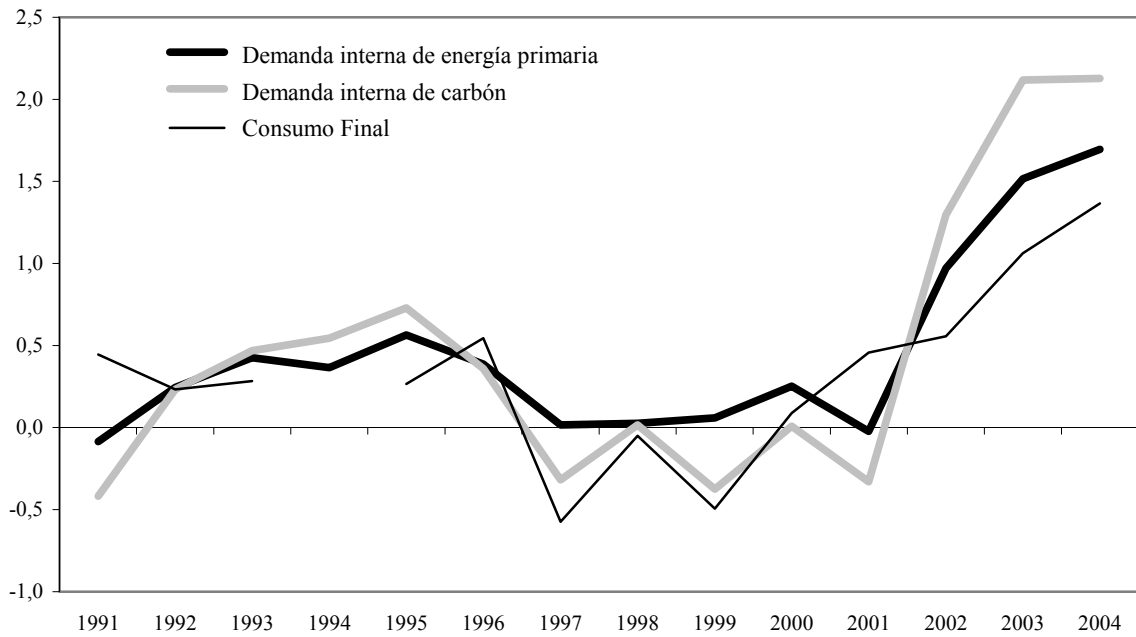
Un segundo desajuste se registra en los productos petrolíferos ya que su consumo crece aún más rápido que la producción. Durante la segunda mitad de los noventa cada año se importaban 25-30 millones de tep, que pasaron a ser 38 millones en 2000 y 48 millones en 2004, equivalentes al 18% de la producción. Vinculado con ello, surge un tercer desajuste en la composición de los productos refinados ya que la estructura técnica de las refinerías

origina más gasolina y menos diesel y keroseno-jet de los que demanda el sector de transporte, constatándose también una producción insuficiente de fuel oil y de gases ligeros. La gasolina aumenta su consumo con la expansión del parque de automóviles, de autobuses y camiones de reducido volumen y de otros ciclomotores, pero aún así existe un exceso próximo al 10% de su producción que se exporta (cuadro 4). El diesel es el principal producto de las refinerías, pero su demanda exige la importación anual de 6-8 millones de tep para vehículos de gran tamaño, maquinaria agrícola, locomotoras de ferrocarril, hogares urbanos y ciertos servicios. Otro tanto sucede con el keroseno-jet donde las importaciones equivalen a más de la mitad de la producción. Mayor relevancia alcanzan las compras de fuel oil pues -a pesar de que apenas se utiliza como combustible en las plantas eléctricas- su limitada producción obliga a importar cantidades que oscilan entre 18-36 millones destinados a esas plantas, a ciertas industrias (fertilizantes, vidrio, siderurgia) y al transporte fluvial. En el caso de los GLP las compras suponen algo menos de la mitad de la producción y se destinan al consumo de la industria, los hogares urbanos y algunos servicios, si bien todo ello en cuantías moderadas.

Como consecuencia de ese triple desajuste entre la producción y la demanda, el sistema energético ha iniciado una mayor apertura a los mercados internacionales a través de las importaciones de crudos y derivados. Aunque las cifras todavía son relativamente modestas, la relevancia de esa apertura estriba tanto en su dinámica ascendente como en el hecho de que -debido al colosal tamaño del país- sus operaciones exteriores adquieren una gran repercusión a escala mundial. En el caso del crudo, la producción nacional representa desde hace décadas alrededor del 4,5% de la producción mundial, mientras que la cuota correspondiente a las importaciones ha pasado del 1% en 1995, el 3% en 2000 y el 5,5% mundial en 2004. En el caso de los derivados, la producción nacional ha elevado su importancia relativa entre 1995 y 2004 desde el 4,4% al 7,1% mundial, mientras que las importaciones lo han hecho desde el 2,9% al 5,6% (IEA, 2006b).

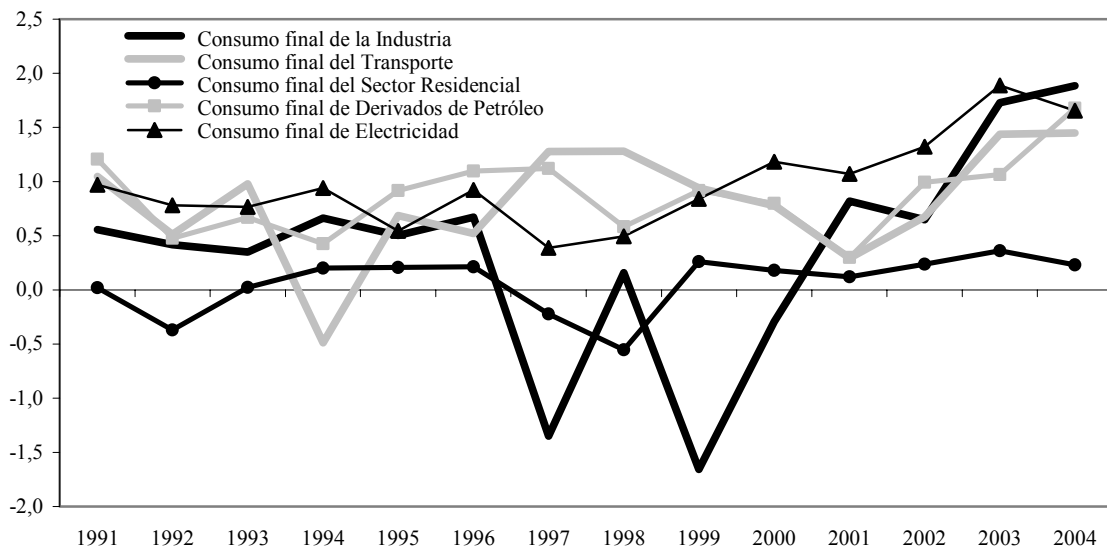
⁸ Con el problema añadido de que el brusco incremento de las compras ha hecho que una parte significativa de las mismas proceda de países como Irán y Arabia Saudí cuyos crudos contienen cantidades significativas de sulfuro que las refinerías chinas no están adecuadamente preparadas para separar durante el procesamiento, dando lugar a productos derivados con importantes residuos de azufre (Kambara y Howe, 2007).

Gráfico 1
Elasticidades con respecto al PIB: Calculadas a partir de toneladas equivalentes de petróleo por mil dólares (constantes de 2000 en PPA)



El dato de Consumo final en 1994 no figura por los ajustes en la información sobre el consumo de madera explicados en la nota b del cuadro 2.
 FUENTE: Elaborado a partir de datos de IEA.

Gráfico 2
Elasticidades con respecto al PIB: Calculadas a partir de toneladas equivalentes de petróleo por mil dólares (constantes de 2000 en PPA)



FUENTE: Elaborado a partir de datos de IEA.

Cuadro 4
Estructura de la producción y del consumo final de derivados de petróleo.
Millones de tep

	1980	1990	1995	2000	2004	2000 %	2004 %
Producción de las Refinerías	78,7	108,1	141,4	199,7	269,6	100	100
Saldo neto (M – X)	0,6	1,8	18,0	17,3	30,0		
Otros ^a	-24,9	-29,1	37,1	6,0	-10,8		
Consumo Final	54,4	80,8	122,3	176,5	250,4	100	100
Gases Ligeros Petróleo							
Producción	1,4	3,1	6,5	11,0	17,0	5,5	6,3
Consumo final	1,5	2,7	8,0	14,9	21,6	8,4	8,6
Gasolina							
Producción	11,5	22,2	31,3	42,4	54,1	21,2	20,1
Consumo final	10,9	19,5	30,2	36,4	48,1	20,6	19,2
Keroseno-jet fuel							
Producción	0,3	0,8	2,4	5,4	8,3	2,7	3,1
Consumo final	1,1	2,7	5,5	8,2	12,8	4,6	5,1
Diesel							
Producción	18,9	26,6	40,4	72,1	100,1	36,1	37,1
Consumo final	17,0	26,3	41,4	67,5	93,0	38,2	37,1
Keroseno							
Producción	3,8	3,2	2,2	3,6	1,6	1,8	0,6
Consumo final	3,6	2,6	2,7	3,2	2,5	1,8	1,0
Nafta							
Producción	2,8	9,7	14,6	22,0	29,9	11,0	11,1
Consumo final	2,2	9,7	14,6	22,0	29,9	12,5	11,9
Fuel							
Producción	30,2	32,7	29,3	20,5	20,3	10,3	7,5
Consumo final	12,4	15,8	15,6	16,2	18,4	9,2	7,3
Residuos ^b							
Producción	4,0	4,2	6,4	9,6	17,1	4,8	6,3
Consumo final	4,0	4,3	6,5	9,7	17,3	5,5	6,9

^a Comprende: suministros a bunkers marinos, aumento de stocks, consumo de fuel en plantas térmicas y de calor, autoconsumo de las refinerías y otras demás instalaciones energéticas.

^b Lubricantes, betunes y coque de petróleo.

FUENTE: Elaborado a partir de datos de IEA (2006a).

e) Correcciones y ampliaciones de la ineficiencia

La intensidad energética expresada a través de la ratio consumo de energía primaria por dólar de PIB (constante del 2000 en PPA) descendió con rapidez entre 1980 y 2002, pasando de 0,747 a 0,204 tep por dólar de PIB, lo que supone una tasa media cercana a -6% anual, si bien debe tenerse en cuenta que su nivel de partida era extremadamente alto (Allaire, 2005; Zhang, 2003). Los datos disponibles para los años noventa muestran que el descenso tuvo lugar fundamentalmente en el sector industria -incluyendo a la producción eléctrica- que es donde se concentra la mayor parte del consumo energético y donde la intensidad es muy superior a las de los otros sectores de consumo (Fridley et al, 2003; NBS, 2006). En el descenso de la intensidad han intervenido de forma simultánea comportamientos relacionados con la modificación de la estructura sectorial del PIB, la sustitución de fuentes energéticas y la mejora de la eficiencia en determinados usos energéticos. Es así que unos estudios tienden a enfatizar los efectos de los cambios estructurales (Kambara, 1992; Zhang, 2003; Crompton y Wu, 2005), mientras que otros ponen el acento en las medidas que han logrado mejorar la eficiencia, sobre todo en el sec-

tor industrial (Sinton y Levine, 1994; Galli, 98; Sinton y Fridley, 2000; Lin, 2005).

Lo cierto es que la dinámica seguida por la eficiencia energética está sometida a una lógica contradictoria. Por una parte, se constata que los indicadores de consumo energético por unidad de producción van mejorando gracias a: la incorporación de instalaciones, equipos y técnicas con mayor contenido tecnológico; las mayores escalas de producción; la sustitución de recursos energéticos de peor calidad por otros que la mejoran; el aprendizaje en el empleo de la energía; la fuerte subida de los precios del carbón en los años noventa; la eliminación de empresas muy ineficientes y otras medidas adoptadas por el gobierno para lograr ahorros energéticos. La preocupación de las autoridades por el rendimiento de los recursos energéticos se recoge de manera reiterada en los dos últimos planes quinquenales (X y XI) y en el plan de conservación aprobado en noviembre de 2004, que incluía importantes inversiones dedicadas a tal efecto (Andrew-Speed, 2004; Lin 2005)⁹. De hecho, observan-

⁹ Unos 5 mil millones yuanes en 1988-1990; más de 13 mil millones en 1994-95 y por encima de 20 mil millones en 2002-03, incluyendo desembolsos directos en conservación, préstamos a bajo interés, y funcionamiento de organismos de control (Andrew-Speed, 2004)

do los datos de consumo energético de las principales producciones industriales y de otros usos en el transporte y en los hogares se constatan con claridad los logros alcanzados¹⁰.

Por otra parte, debe considerarse que el valor registrado por la ratio consumo -PIB en 2002 seguía siendo elevado y además volvió a incrementarse en el bienio siguiente. En efecto, una intensidad de 0,20 tep por mil dólares de producción es similar a la que presentan países con un mayor grado de desarrollo económico que exhiben un consumo de energía proporcionalmente muy superior en los sectores de transporte, residencial y servicios. De ello se deduce que el grado de ineficiencia en el uso de los recursos energéticos en China sigue siendo elevado. En términos generales, se estima que tanto en la generación de electricidad como en los principales consumos industriales las cifras chinas son entre un 30% y un 40% más altas que los estándares de los países desarrollados, lo que agregadamente supone un cúmulo de ineficiencia equivalente a la quinta parte de la demanda total de energía primaria (BEEC, 2004; Wang, 2006).

Las debilidades de la ineficiencia energética se localizan en tres planos diferentes (Levine, 2005; Sinton et al, 2005; Lu, Pan y Chen, 2006; Lin, 2005; Wang, 2006). Comienzan en los centros de extracción de los recursos. Una parte considerable de la producción de carbón se desarrolla en pequeñas minas con instalaciones de reducido tamaño y equipos y técnicas anticuadas que extraen carbones con notables impurezas que sin apenas tratamiento posterior se destinan a generar electricidad o a usos finales. La situación se repite en las plantas térmicas y las refinerías. Una gran parte de sus respectivos parques industriales son de reducido tamaño y sus equipos están técnicamente muy desfasados, provocando un bajo rendimiento de la producción eléctrica y una baja calidad de los productos refinados. Por ende, el propio sector energético registra un elevado autoconsumo de recursos energéti-

¹⁰ Por citar algunos ejemplos relevantes, comparando los datos de 1990 y 2004, en las plantas térmicas el consumo de carbón se ha reducido un 12% (de 427 a 376 gramos por Kwh); la producción de acero lo ha hecho en un 30% (de 698 a 491 kilogramos equivalentes de petróleo por tonelada); en la producción de cemento, el consumo por unidad ha caído más del 20% (de 141 a 110 kgep/T); en la química, la producción de etano ha pasado de 1.106 a 703 kgep/T (-36%) y la de amoníaco sintético de 940 a 829 kgep/T (-12%). Fuente Wang (2006) y Lin y Levine (2006), citando datos de la NDRC.

cos¹¹. Posteriormente, la ineficiencia se acrecienta a través de las deficiencias que presentan los sectores de consumo final. Una gran parte de las instalaciones, los equipos y las técnicas industriales con los que se producen los bienes siderúrgicos, químicos y petroquímicos, materiales de construcción, etc. son obsoletos. Y otro tanto sucede con los medios y las vías de transporte y con los equipos domésticos de refrigeración, calefacción y otros.

Las consecuencias resultan evidentes. La eficiencia transformadora de las centrales eléctricas es sensiblemente inferior a los estándares internacionales. Las producciones de acero, cemento, etano y multitud de otros bienes químicos, metalúrgicos y demás manufacturas -pese a las mejoras referidas- consumen entre un 20% y un 40% más de energía que los niveles medios de los países desarrollados (BEEC, 2004; Chevalier, 2006; Levine, 2005; Wang, 2006). El combustible consumido por los vehículos es un 20-25% más alto que en Europa o Japón, y lo mismo ocurre con el consumo residencial de electricidad y de gases ligeros de petróleo (Bradley y Yang, 2006).

Desde esta perspectiva, la aceleración de la demanda energética en los últimos años refleja en primer término cómo la rápida expansión de las producciones industriales -incluyendo la energía eléctrica- acentúa las dosis de ineficiencia en el conjunto del sistema energético (Dorian, 2005; Allaire, 2005) hasta el punto de provocar en 2002 la inflexión de la tendencia decreciente de la ratio consumo-PIB, elevándola en un 10% hasta situarla en 0,225 tep por mil dólares de PIB en 2004 (IEA, 2004a).

f) Alarmantes niveles de contaminación ambiental

La intensa utilización del carbón ocasiona un fuerte impacto en la contaminación ambiental, sobre todo por el efecto causado por las plantas térmicas cuya actividad es la que emite una mayor cantidad de partículas de dióxido de carbono (CO₂), que es el principal gas de efecto invernadero, además de dióxido sulfúrico (SO₂) y de óxidos nítricos (NO_x)¹². Entre 1980

¹¹ De hecho, en el conjunto de las ramas industriales la producción termo-eléctrica y las refinerías son la cuarta y quinta rama más consumidoras de energía, después de siderurgia, química y productos minerales no metálicos, mientras que la extracción de carbón ocupa el séptimo lugar y la de petróleo y gas natural el noveno. Fuente: NBS, 2006.

¹² Los combustibles energéticos son los responsables del 70% de CO₂, el 90% del SO₂ y del 67% de los NO_x (APERC, 2004a).

y 2002, la emisión de CO₂ se multiplicó casi dos veces y media, creciendo a una tasa cercana al 4% anual y pasando de 1.324 a 3.128 millones de toneladas (APERC, 2004a, 2006), mientras que en términos per cápita lo hizo de 1,3 a 2,4 toneladas por habitante. En el caso del SO₂ las emisiones superan los 23 millones de toneladas.

La posterior aceleración de la demanda condujo la cifra de CO₂ por encima de los 4 mil millones de toneladas en 2004, lo que supone más de tres toneladas por habitante y año. El 60% de aquella cifra corresponde a las actividades industriales, bien a través de la combustión de recursos energéticos, bien a través de su empleo como materia prima principalmente en los procesos de transformación de las ramas de siderurgia, química y minerales no metálicos (Wang 2006; Lu, Pan, Chen, 2006)¹³. Ese nivel de contaminación coloca a China como el país más contaminante del mundo (con el 15% del total) y da lugar a que 12 de sus ciudades figuren entre las 20 más contaminadas del planeta, ocasionando graves problemas para la salud pública, la calidad del agua disponible y otros efectos nocivos (APERC, 2006; ERI, 2003; Chevalier, 2006; Heymann, 2006).

g) Tensiones en el marco de gestión y organización del sistema energético

Las reformas organizativas del sistema energético forman un *continuum* desde los años ochenta a través de numerosas disposiciones que han ido alterando las estructuras tradicionales de las economías de planificación centralizada y han ido conformado un nuevo marco institucional (Andrew-Speed, 2004; Austin, 2005; Kambara y Howe, 2007; Downs, 2006). En el nivel superior no existe un ministerio que dirija el conjunto de la política energética tras la desaparición de la State Planning Comisión y la eliminación de los ministerios ramales que se ocupaban de cada actividad energética, de modo que la estrategia del sector emana de la National Development and Reform Commission en la que se integra el Energy Bureau, que comparte esa responsabilidad con dos comités estatales (Development Planning y Economic and Trade) y un ministerio (Land

¹³ El conjunto de la industria arroja 2.340 millones de toneladas de CO₂, de los que la mitad corresponde a la generación de electricidad y calor. Los usos de carbón suponen otro 38% y el resto se adjudica a los usos de derivados de petróleo y de gas natural. El factor de emisión de las plantas térmicas es de 8,26 gramos de CO₂ por tep, mientras que en los usos finales el carbón arroja un factor de 3,92, el petróleo de 3,05 y el gas natural de 2,32 gramos de CO₂ por tep (Wang, 2006).

and Natural Resources). En 2005 se creó el Energy Leading Group encargado de coordinar a las distintas instancias implicadas en la dirección del sector.

En el nivel empresarial se han ido creando conglomerados de carácter vertical. En el petróleo y el gas natural se han constituido tres grandes compañías, cada una de las cuales integra a grupos de empresas que se ocupan de todas las actividades comprendidas en el ciclo de ambos combustibles¹⁴. Son compañías por acciones cuya propiedad es mayoritariamente estatal, si bien desde 2000 un porcentaje de esas acciones (15-25%) salió a la venta en las bolsas de Nueva York, Hong Kong y, en algún caso, Londres. En el carbón, se han creado seis compañías regionales de propiedad estatal y con un porcentaje abierto a la participación extranjera; controlan la mitad de la producción, mientras que la otra mitad -compuesta por centenares de miles de minas de reducida dimensión- pertenece a las autoridades locales y a empresas privadas. En el sector eléctrico, en 2002 se separaron las actividades de producción y de transmisión-distribución de fluido. Cinco grandes compañías concentran alrededor de la mitad de la producción¹⁵ y el resto permanece en manos de los gobiernos locales y de productores independientes. El transporte y la distribución están organizados en dos grandes redes (State Power Grid y China Southern Power Grid) que, bajo la tutela de una autoridad reguladora, cubren respectivamente el norte-nordeste y el sur del país, manteniéndose otras zonas centrales y occidentales fuera de las mismas y controladas por las autoridades locales.

La creación de esos conglomerados empresariales ha ido acompañada de la descentraliza-

¹⁴ *China Nacional Petroleum Co.* controla más del 60% de la producción de crudo, el 40% de derivados y el 70% del gas natural. Está implantada sobre todo en las regiones del norte, el este y el oeste del país. Posee los campos petrolíferos históricos de la zona nordeste -asociados también a la producción de gas natural-, como Daqing, Liaohe y otros que ya alcanzaron sus cotas máximas de producción, así como otros de explotación más reciente en Xinjiang, Changqing, Yanchang y Tarin. Por su parte, *China Petroleum and Chemical Co.* controla más la mitad de la producción de las refinerías, la cuarta parte de la producción de crudo y más de la décima parte del gas natural. Su actividad principal se ubica en Beijing y las regiones orientales y meridionales. La tercera compañía es *CNNOC*, dedicada a la explotación offshore en el Mar de la China. Controla la sexta parte de la producción de crudo y de gas natural (Kambara y Howe, cap. 3, 2007).

¹⁵ En el momento de su constitución las cinco disponían de una capacidad instalada similar, en torno a 30-35 GW, siendo algo mayor la de China Huaneng. Las otras cuatro son: *China Datang*, *China Huadian*, *China Guodian* y *China Power Investment* (Rosen y Houser, 2007).

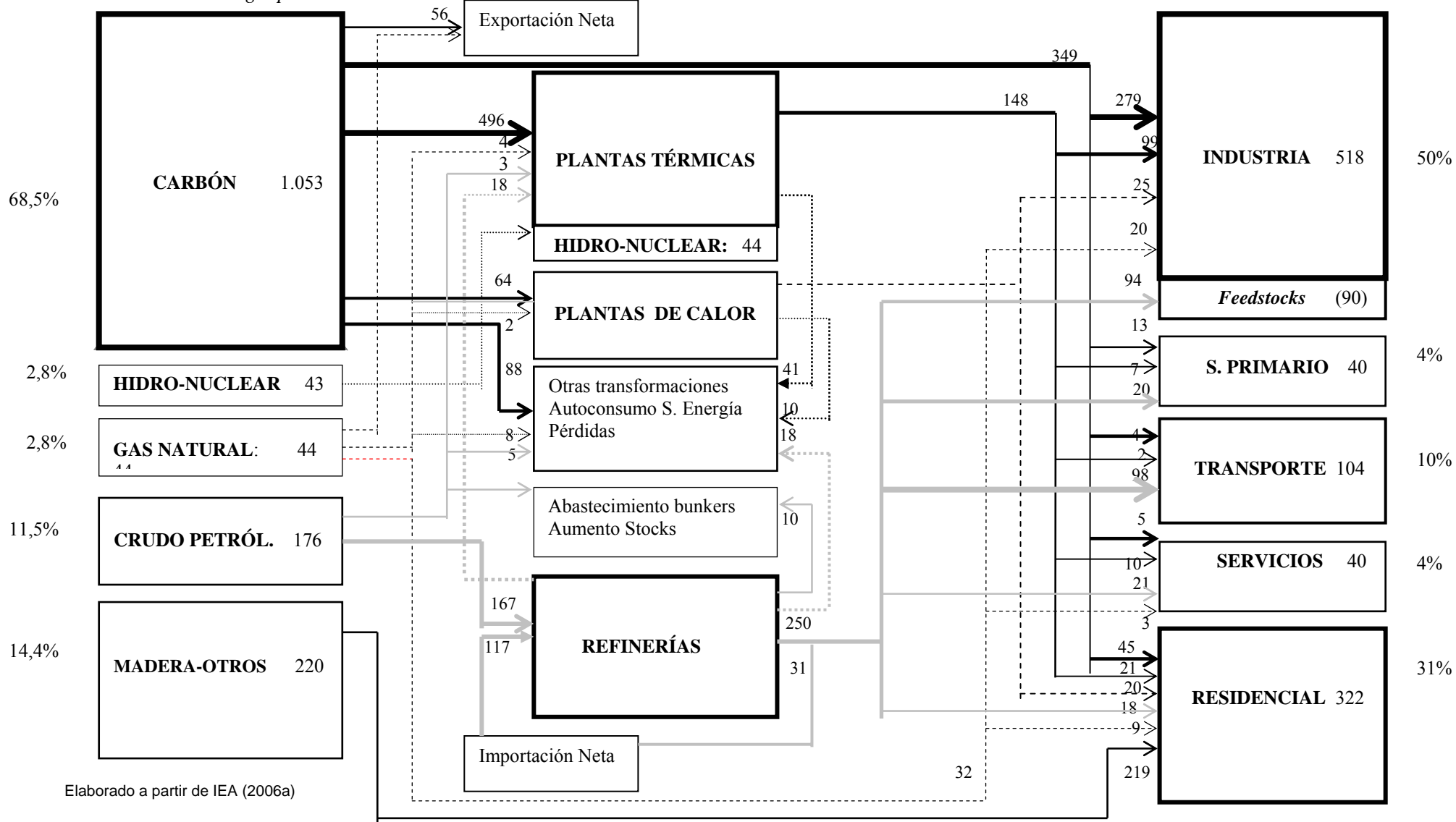
ción de la gestión energética que incluye una amplia liberalización de precios (Rosen y Hauser, 2007). En el petróleo se mantienen regulados los precios finales de los productos derivados, lo que supone una seria restricción para las refinерías en la medida en que la liberalización de los precios del crudo origina que sus compras sufran las alzas de los precios internacionales. De forma similar, la liberalización de los precios del carbón afecta a las plantas térmicas debido a que los precios finales de la electricidad (muy bajos) siguen estando estrechamente regulados por normativas estatales y locales que establecen sucesivamente las tarifas de venta a la red de transmisión, de ésta a los distribuidores y finalmente a los distintos tipos de consumidores. En el gas natural funcionan precios fijados por el gobierno central en sus diversas fases (pozo, procesamiento, gasoductos) quedando un margen en torno al 20% para que las autoridades locales establezcan los precios finales para los consumidores, lo que origina notables diferencias regionales y entre tipos de consumidores, requiriéndose también la autorización del gobierno central para obtener suministros de gas.

La combinación de formas centralizadas y descentralizadas en la gestión energética rompe con un pasado absolutamente dirigista a la vez que genera ciertas líneas de conflicto en el funcionamiento del sistema energético en la medida en que aparecen intereses económicos divergentes (Downs, 2006; Sinton et al, 2005; Andrew-Speed, 2004). Por un lado, se constata una tensión entre los dictados centrales a escala estatal y la actividad de los gobiernos locales que en sus territorios controlan un gran número de minas, centrales hidráulicas y térmicas, unidades industriales consumidoras, tendidos eléctricos y circuitos de distribución minorista de derivados y gas natural. Esos poderes locales propenden a sobredimensionar la producción, a fijar precios que subvencionan a los consumidores municipales y a ocultar las actuaciones que les enfrentan a las decisiones centrales. De otro lado, está la tensión que se crea entre las directrices del gobierno estatal encaminadas a moderar el crecimiento de la demanda frente a los intereses de los grandes conglomerados empresariales cuya fuerza les permite presionar a favor de políticas energéticas basadas en la expansión de la producción y del consumo.

FLUJOS ENERGÉTICOS DE CHINA: 2004 (millones de toneladas equivalentes de petróleo)

% Producción energía primaria 1.537

Consumo Final 1.038 %



Elaborado a partir de IEA (2006a)

2. Desarrollo económico y transición energética

El estudio de las relaciones entre el crecimiento económico y el consumo energético cuenta con una abundante literatura académica, pero que desgraciadamente es poco esclarecedora en cuanto a los resultados que proporcionan los estudios empíricos que tratan de establecer vínculos de causalidad entre ambas variables¹⁶. Los resultados obtenidos cubren todas las variantes posibles. Unos trabajos encuentran causalidad desde el crecimiento hacia la energía y otros hallan una relación en sentido inverso; otros trabajos obtienen relaciones bidireccionales en un determinado plazo de tiempo, pero no en otro intervalo diferente; otros trabajos no encuentran relaciones de causalidad entre ambas variables; y finalmente otros sostienen la existencia de relaciones no monótonas, de modo que la causalidad del PIB sobre el consumo energético puede ser directa durante un período e inversa durante otro posterior. Zhang (2003) y Soytaş y Sari (2003), Zhao y Wu (2007) realizan interesantes revisiones de la literatura, mientras que Oh y Lee (2005; p. 417) y Shiu y Lam (2004; p. 48) realizan sendas clasificaciones de las principales posiciones defendidas.

Se trata de ejercicios cuantitativos que no proporcionan evidencias concluyentes, aunque algunos sí aportan reflexiones relevantes. Parece razonable considerar que en términos de largo plazo no existe una relación monótona entre el consumo energético y el crecimiento económico; y, por tanto, la relación entre ambos, es decir, la intensidad energética no describe una trayectoria en una sola dirección. Las evidencias señalan que en un determinado momento la intensidad energética de los países no desarrollados deja de crecer y emprende una caída que se prolonga durante bastante tiempo, pero tampoco esa senda es continua como lo demuestra el hecho de que en los países desarrollados la intensidad energética volvió a elevarse notablemente durante las décadas posteriores a

¹⁶ Desde el trabajo pionero de Kraft y Kraft (1978), que obtenía una relación causal desde el crecimiento del PIB hacia el consumo energético en Estados Unidos en el período 1944-74, numerosos trabajos han analizado esa relación utilizando generalmente los test de causalidad que aportan los modelos de co-integración. Sin embargo, los resultados varían considerablemente según la amplitud de las series temporales que se tomen, los períodos, los países o regiones, las técnicas econométricas utilizadas, las variables que se relacionan (PIB o PIB per cápita, consumo energético o intensidad consumo-PIB), u otras especificaciones de los modelos empleados.

la Segunda Guerra Mundial. Después volvió a descender a lo largo de las dos décadas siguientes y desde los años noventa permanece bastante estable. Por tanto, no se trata sólo de distinguir el comportamiento de la intensidad energética -como reflejo de las respectivas evoluciones del consumo y del PIB- entre las etapas de bajo desarrollo basado en la agricultura, industrialización y madurez o terciarización, sino que la dinámica de desarrollo presenta variantes significativas en el comportamiento de la intensidad energética, dependiendo de factores específicos como son el tipo de especialización industrial y de servicios, la organización del territorio, la dotación de recursos energéticos, la conformación de hábitos urbanos y la evolución de los precios relativos de esos recursos. Factores distintos que, a su vez, muestran vínculos diferentes entre sí y que mantienen relaciones complejas e interactivas (rebotes o feedbacks) con el consumo energético a través del tiempo (Schipper y Grubb, 2000; Judson et al, 1999). En el caso de la experiencia que está teniendo lugar en China resulta evidente que las características que adopta el desarrollo económico vienen ejerciendo una influencia decisiva en el comportamiento de los rasgos que caracterizan a la transición energética.

2.1. ETAPAS DEL DESARROLLO EN CHINA

La dinámica de transformaciones vividas por la economía y la sociedad china en el transcurso de las últimas décadas permite identificar dos largas etapas asociadas con el proceso de transición hacia una economía de mercado, cada una de las cuales muestra rasgos particulares desde la perspectiva del desarrollo económico. La primera etapa se corresponde con los años ochenta, o más concretamente abarca desde 1978 hasta 1992, donde las reformas -aunque importantes- no supusieron un abandono definitivo de la economía de planificación (Qian y Wu, 2000): las empresas estatales seguían controladas por el gobierno, sin producirse privatizaciones ni despidos; buena parte de las empresas no estatales eran colectivas o tenían participación pública de algún tipo; y no existían instituciones de mercado, tales como los sistemas fiscales, financieros, seguridad social y normativas legales diversas. La segunda fase se corresponde con la consolidación de la economía de mercado y corre desde principios de los años noventa – tras el viaje de Deng Xiao-

ping en 1992 por la región meridional del país en busca de apoyo local para una reforma más radical – hasta la actualidad.

Los principales rasgos de aquella primera etapa estaban estrechamente relacionados con la naturaleza particular de los procedimientos específicamente chinos de abordar la reforma de su anterior sistema económico, mientras que la segunda etapa ha abierto la puerta que permite afrontar los retos característicos de una economía (en este caso de enormes dimensiones) para lograr el desarrollo. Por tanto ya no se trata sólo de encontrar las formas de realizar la transición hacia el mercado, sino de sumirse en un proceso de grandes cambios económicos y sociales cuyos tres rasgos básicos están siendo: *i)* la fortísima expansión de la producción, basada en una intensa acumulación de capital fijo, *ii)* la vigorosa modernización de la industria y *iii)* la modificación de las pautas de la vida social de la población.

i) El fuerte ritmo de crecimiento comenzó durante la primera etapa de la transición, de manera que mientras en el período maoísta el Producto Interior Bruto se expandió a un 6% anual, posteriormente, durante casi treinta años, entre 1978 y 2005, lo ha hecho a una tasa media del 9,6% anual, según datos oficiales (NBS, 2006). No obstante, ese crecimiento presenta cierta inestabilidad, a través de una trayectoria que presenta altibajos, relacionados principalmente con el comportamiento oscilante de la inversión¹⁷. Precisamente, una diferencia decisiva entre el crecimiento de ambas etapas radica en que, como señala Naughton (2007: 147), durante la primera una parte todavía considerable de la formación de capital se destinaba a inventarios, lo cual era habitual en las economías de tipo socialista o en transición, mientras que en la segunda etapa esa parte de inventarios ha caído hasta resultar insignificante¹⁸. Así, en la segunda etapa de desarrollo, los ciclos expansivos de la acumulación responden a elevaciones de la formación bruta de capital fijo. Este hecho, unido a las persistentes entradas de inversión extranjera, son indicios

¹⁷ Las tasas de crecimiento más elevadas se registraron en 1978 y 1984-85, durante la primera etapa, y en 1992-94 y 2003-05 durante la segunda. Fuente: NBS (2006).

¹⁸ En efecto, hasta 1992 la proporción de las variaciones de inventarios en el total de la formación bruta de capital oscilaba entre el 15-30%, lo que equivalía al 5-10% del PIB, mientras que desde entonces el porcentaje se ha ido reduciendo, situándose por debajo del 5%, de modo que en 2005 apenas equivale al 1,1% del PIB. Cálculos hechos a partir de NBS (2006).

muy evidentes de que la inversión –a pesar de mantenerse muy elevada– sigue siendo rentable, como muestran Bai et al. (2006).

ii) Desde el punto de vista de la actividad productiva, la ampliación y la modernización del sector industrial protagonizan el fuerte crecimiento de la economía. En la primera etapa, el cambio sectorial de la estructura del PIB se concretó en una paulatina desagrarización –que fue lenta debido a la prioridad que las primeras reformas otorgaron al sector primario– acompañada de un considerable aumento del sector terciario –merced a la remoción de los estrictos límites que la planificación imponía a las actividades de servicios– y una pérdida relativa del sector industrial. Al mismo tiempo, hasta mediados de los años noventa, la modificación de la composición ramal de la industria se caracterizó por la transición hacia estructuras industriales propias de economías de mercado; esto es, por la reducción del peso de las industrias pesadas de bienes intermedios (que estaban sobredimensionadas tanto en China como en otras economías de tipo soviético) en favor de industrias ligeras de bienes de consumo, orientadas sobre todo hacia un mercado interior que anteriormente estaba desabastecido. Posteriormente, en la segunda etapa, el cambio estructural se ha acelerado y su motor está siendo la industrialización, en detrimento de la incidencia de la agricultura y manteniéndose más o menos inalterada la participación del sector servicios, aunque entre éstos destaca la rápida expansión y, por ello, el aumento de su participación en el PB del sector de transporte. Además, la expansión industrial está ahora dominada por el acercamiento hacia estructuras industriales propias de economías más desarrolladas, mediante el impulso que reciben ramas modernas, principalmente las producciones de maquinaria y equipos de transporte (gráfico 3). En esa medida, la especialización industrial ya no está dirigida esencialmente por la demanda interna sino por la inserción en los mercados y las redes de producción globales, de manera que, a su vez, la participación de China en el proceso de globalización acentúa ese sesgo industrial e influye en su ascenso en la escala de valor¹⁹.

iii) El tercer rasgo que caracteriza la dinámica hacia el desarrollo es la modificación de

¹⁹ Esta descripción del cambio estructural en China está basada en el planteamiento de Naughton (2007).

las pautas de la vida social, destacando en primera instancia el proceso de urbanización y los nuevos patrones de consumo, relacionados con el aumento del ingreso per cápita y con la propia urbanización. En 1978, China mostraba una proporción de población viviendo en las ciudades muy por debajo de lo común en países de ingreso similar. Desde entonces se viene produciendo un proceso de urbanización que fue lento durante la primera etapa de las reformas -debido a la cautela con que las autoridades eliminaban las restricciones a la movilidad de la población- y adquirió un ritmo especialmente rápido a partir de mediados de los años noventa. Así, entre 1978 y 1990 la tasa de población urbana pasó del 18% al 26%, lo que supone un aumento acumulado del 47%, alcanzando el 46% de la población en 2005, esto es un incremento del 63% entre 1990 y 2005 (Fuente: NBS).

Por lo que se refiere a la capacidad de consumo, los datos que aporta NBS informan de que entre 1978 y 2005 el ingreso per cápita se ha multiplicado por seis, tanto en las zonas rurales como en las urbanas²⁰. Esa notable mejora de la renta ha dado lugar a que la posesión de automóviles se haya expandido a gran velocidad desde mediados de los años noventa (Oliver, 2006), así como la posesión de electrodomésticos, que ha ascendido desde porcentajes insignificantes en 1980 hasta más del 90% de los hogares urbanos en la actualidad (Brockett et al., 2002).

Como se analiza a continuación, esos importantes cambios económicos y sociales generados a través de la dinámica de desarrollo se han convertido en los principales determinantes de los rasgos que adquiere la transición energética desde los años noventa. Tratamos, pues, de mostrar de qué manera el ritmo de crecimiento y el tipo de especialización industrial, el impulso que cobra el transporte y la modificación de las pautas sociales están influyendo en los nuevos perfiles del sistema energético que se han caracterizado en el primer apartado del trabajo.

²⁰ Dado que en el inicio existía una diferencia significativa entre el ingreso per cápita de una y otra zona, el hecho de que ambas hayan registrado ritmos de crecimiento similares significa que han aumentado las diferencias entre sus niveles de ingresos. En efecto, en 1978 el ingreso per cápita de los hogares rurales equivalía al 39% del obtenido por los hogares urbanos, mientras que en 2005 ese porcentaje era del 31%. Cálculos hechos a partir de NBS (2006).

2.2. PROCESO DE INDUSTRIALIZACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Como señala Naughton (2007: 9), al iniciarse las reformas China contaba ya un nivel de industrialización inusualmente elevado para su nivel de ingreso (Naughton, 2007: 9). A pesar de ello, el peso de la industria en el producto total ha seguido una pauta ascendente desde los años noventa. Como anteriormente se ha señalado, durante la primera etapa, el cambio estructural estuvo dominado por la terciarización de la economía: entre 1980 y 1990, la agricultura redujo levemente su participación en el PIB del 30% al 27%, en tanto que el sector secundario (industria y construcción) lo hizo en mayor medida desde el 47% al 41%, de manera que los servicios experimentaron un fuerte incremento de su contribución al PIB, pasando del 22% al 32%, debido a que su ritmo de crecimiento superó ampliamente al registrado por los otros dos sectores (cuadro 5).

Sin embargo, desde finales de los años ochenta la producción industrial volvió a liderar la expansión del PIB, hasta el punto de que a partir de 1988 sus tasas de crecimiento han superado a las registradas por el del sector terciario todos los años, excepto cuatro. O bien, detallando las tasas de crecimiento por quinquenios, la industria supera a los servicios desde 1986-90 hasta la actualidad (cuadro 5). Es ciertamente relevante que después de una década de acelerado crecimiento la tasa media de 2001-04 (11,4% anual) supere incluso a la que se alcanzó en 1996-2000 (9,6% anual), de modo que la participación de la industria, incluyendo construcción, en el PIB haya seguido elevándose hasta situarse de nuevo en el 47% en 2005 (IEA, 2006a).

La estructura ramal del sector²¹ presenta dos rasgos fundamentales. De un lado, las ramas con mayor contenido tecnológico, es decir, la fabricación de maquinaria y equipos de transporte son las más dinámicas, hasta el punto de que han ganado conjuntamente más de cuatro puntos de participación en el valor añadido industrial en el último cuatrienio con relación

²¹ Salvo que se especifique otro criterio, la clasificación por ramas que se utiliza es la misma que la que ofrecen los balances energéticos de la Internacional Energy Agency (2006a), excluyendo a la construcción. La fuente de los datos de valor añadido por ramas industriales son los anuarios de NBS desde 1996 hasta 2006, adaptando su clasificación a la de los balances energéticos. Los datos a precios corrientes se han deflactado utilizando los correspondientes índices de precios industriales de cada rama, obtenidos de NBS (2002 y 2006).

al quinquenio precedente (gráfico 3). No obstante, su cuota actual (30%) es muy inferior a la que ostentan los países más desarrollados (en torno o por encima del 50%); además, China todavía carece de una gran parte de las líneas productivas más avanzadas dentro de los bienes de equipo. De otro lado, las ramas intermedias siguen teniendo una presencia importante en la estructura manufacturera, a pesar del descenso que registran desde el co-

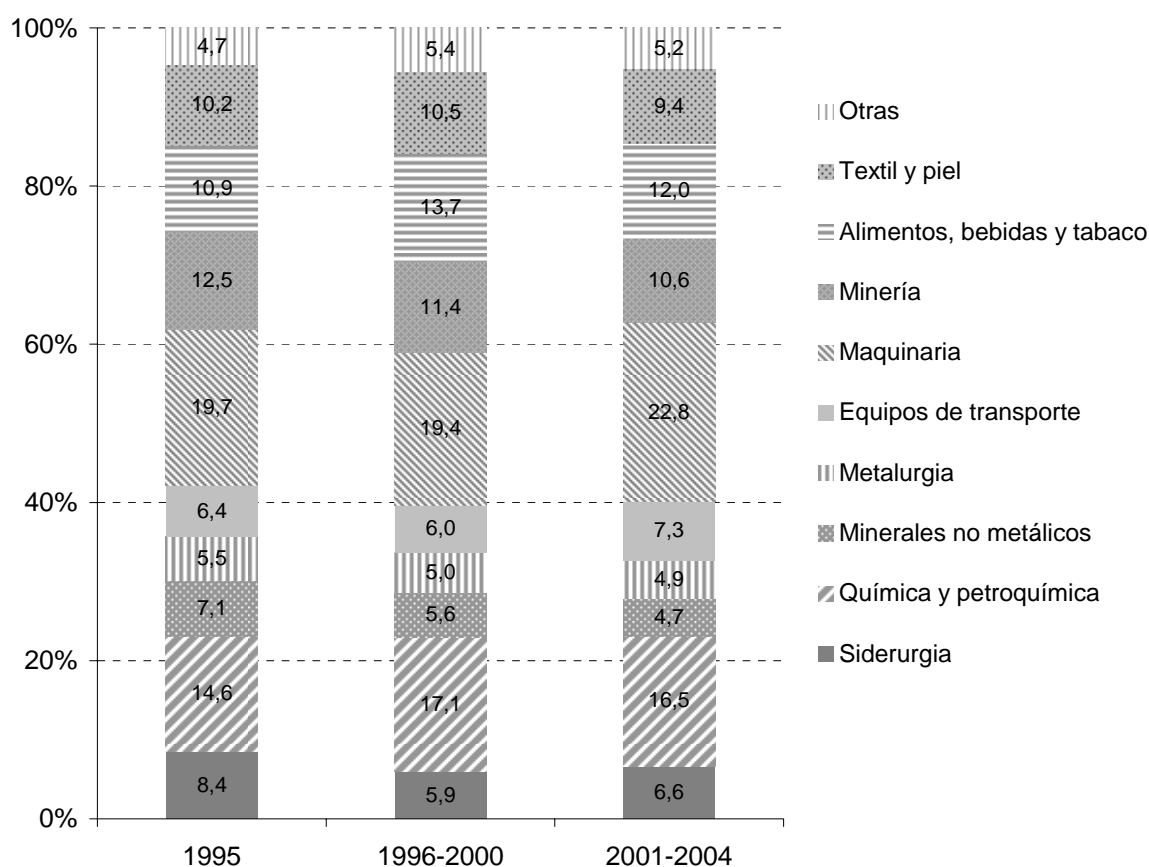
mienzo de las reformas. Considerando la producción siderúrgica, metalúrgica, minerales no metálicos y química -dedicadas en su mayor parte a fabricar insumos intermedios para otras industrias-, de forma agregada las cuatro ramas todavía aportan casi la tercera parte del valor añadido industrial, habiendo perdido sólo dos puntos y medio entre la segunda mitad de los noventa y el último cuatrienio (gráfico 3).

Cuadro 5
Crecimiento del PIB por sectores: 1981-2004 (tasas de crecimiento medio anual de cada período)

	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2004
Producto Interior Bruto	12,1	7,6	13,0	8,3	9,7
Sector Primario	8,6	4,4	4,6	3,1	3,9
Sector Secundario	12,1	8,7	18,3	9,2	11,2
Industria	12,0	9,1	18,5	9,6	11,4
Sector Terciario	16,4	8,7	11,3	9,5	10,0
Transporte	12,5	9,1	12,7	12,6	11,7

FUENTE: Elaborado a partir de datos de NBS (2006).

Gráfico 3
Estructura ramal del valor añadido industrial, 1995-2004 (porcentajes)



FUENTE: Elaborado a partir de datos de NBS (1996-2006).

Ambos rasgos caracterizan a la fase actual de la dinámica de desarrollo de China. La expansión de las ramas industriales con un creciente valor añadido expresa tanto la proyección internacional que alcanza la demanda de esos productos como el cambio que experimenta el mercado interno, superando la fase en que sólo absorbía bienes de bajo valor añadido. Se ilustra así el ascenso chino en la escala tecnológica, por exigencias de la demanda interna (conforme crece la renta) y por la posición que va adquiriendo en los mercados y en las redes de producción internacionales. Pero, al mismo tiempo, la importante presencia de las producciones intermedias es una consecuencia de la persistencia de rasgos tradicionales y, a la vez, de las demandas que surgen de las nuevas transformaciones socio-económicas. La transformación de metales, los materiales de construcción y la producción de bienes químicos y petroquímicos se nutren de la expansión de los sectores modernos (maquinaria y equipos de transportes), o bien de la intensa construcción de inmuebles e infraestructuras que acompañan al proceso de urbanización y al creciente gasto de los hogares, o bien del sector de transportes que asiste a un formidable aumento del parque de vehículos.

Los cambios mencionados que está experimentando el sector industrial son fundamentales para explicar las características de la transición energética analizadas en el primer apartado del trabajo. En primer lugar, la industria es responsable de buena parte de la aceleración del consumo, ya que el crecimiento de su demanda energética (a una tasa media del 11,5%

anual en 2001-2004) ha superado con cruces al que experimenta el total del consumo final de energía. Esa contribución de la industria a la expansión de la demanda energética para usos finales en el último cuatrienio tiene su origen en el fortísimo crecimiento industrial, intensificado aún más a partir de 2001; más aún debido a que la elasticidad consumo energético-producción del sector industrial –esto es, la relación entre los incrementos respectivos de ambas variables– registró un valor de 1,34 entre 2001 y 2004 (gráfico 2).

El dinamismo industrial se convierte en un determinante aún más decisivo de la expansión de la demanda final cuando se considera el considerable peso que mantienen las ramas intermedias en el valor añadido industrial, ya que dichas ramas son, con gran diferencia respecto a las demás, las más intensivas en energía. Estableciendo una relación entre la participación relativa de cada rama en el consumo energético y su contribución relativa en el valor añadido se aprecia que dos de esas cuatro ramas intermedias -que conjuntamente suponen un tercio del valor añadido industrial-, minerales no metálicos y siderurgia registran valores muy elevados, de modo que su participación en el consumo multiplica entre tres y cuatro veces su cuota en el valor añadido; la tercera de esas ramas, química y petroquímica, lo hace por 1,5 y la cuarta, metalurgia no ferrosa, eleva su valor y se sitúa cerca de la unidad (cuadro 6). Entre las restantes actividades sólo la producción de pasta, papel y publicaciones alcanza un valor significativo.

Cuadro 6
Relación entre la participación de cada rama en el consumo energético y en el valor añadido industrial, 1996-2004

	1996-2000	2001-2004
Siderurgia ^a	3,76	3,55
Química y petroquímica ^b	1,47	1,46
Metalurgia	0,73	0,88
Minerales no metálicos	3,53	4,07
Equipos de transporte	0,27	0,23
Maquinaria	0,28	0,23
Alimentos, bebidas y tabaco	0,39	0,35
Pasta, papel y publicaciones	0,80	0,88
Madera y derivados	0,49	0,48
Textil	0,40	0,45

a) El consumo de energía incluye la utilización de carbón como materia prima.

b) El consumo de energía incluye la utilización de derivados, gas y crudos de petróleo como materia prima.

En el conjunto del consumo industrial de energía hay una parte muy reducida (3-5%) utilizada para usos no energéticos que la información disponible no permite adjudicar a ninguna rama.

FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de NBS (1996- 2006) y de IEA (2006a).

En segundo lugar, la industria ejerce una función primordial en la diversificación de la demanda energética, ya que cada vez consume más energía eléctrica y derivados de petróleo (también gas natural y calor), mientras reduce en términos relativos su utilización de carbón, si bien este recurso sigue siendo ampliamente predominante en el consumo industrial (cuadro 3)²². Así, la industria es la principal responsable de que crezca con celeridad la producción de electricidad para atender al veloz aumento de la demanda sobre todo en las ramas de maquinaria y metalurgia, pero también en la siderurgia, química y materiales de construcción; igualmente, es responsable en parte del aumento de la producción de productos petrolíferos a cargo de las refinerías, requerido sobre todo por la química-petroquímica. Todo ello se explica, de un lado, por el curso de la especialización industrial hacia ramas más avanzadas. Algunas de las ramas más dinámicas –que han incrementado su peso en el valor añadido industrial, como maquinaria y equipos de transporte– son particularmente dependientes de fuentes alternativas al carbón, sobre todo electricidad. Entretanto, algunas de las ramas que han perdido participación en el valor añadido industrial se encuentran entre las más dependientes del carbón, como los minerales no metálicos, y alimentos, bebidas y tabaco. De otro lado, la contribución de la industria a la diversificación de la demanda se explica por la sustitución de fuentes energéticas primarias por fuentes intermedias, tanto en las ramas con mayor peso en el producto -la fabricación de maquinaria- como en las ramas con mayor peso en el consumo energético -siderurgia, química, minerales no metálicos y metalurgia-.

En tercer lugar, la industria se sitúa en el centro de la lógica contradictoria que muestra la eficiencia energética ya que es el principal factor que ha determinado la trayectoria declinante de la intensidad de la demanda energética con respecto al PIB durante los años ochenta y noventa, pero también es el determinante de que la intensidad siga siendo bastante más alta que los estándares internacionales y de que, además, haya vuelto a crecer desde 2002. Por un lado, la industria ha liderado la paulatina

²² En el cuadro se aprecia cómo entre la primera mitad de los noventa y los primeros años de la década actual la electricidad ha ganado casi diez puntos en la estructura del consumo industrial (del 13% al 23%), los derivados dos puntos y medio (hasta casi el 9%), el calor otro punto y medio (al 6,5%) y el gas natural otro punto (hasta el 2,5%), de manera que el carbón ha cedido casi catorce puntos de un participación (73,5% a 59,4%), pero ésta sigue siendo ampliamente mayoritaria. Fuente IEA (2006a).

caída de la intensidad energética (Jiahua et al. 2006) como resultado de la transformación estructural hacia producciones menos intensivas en energía (equipos de transporte y maquinaria), de la incorporación de equipos y procesos productivos tecnológicamente más avanzados y de la sustitución de carbón por energías más eficientes. El cuadro 7 muestra el fuerte descenso que han experimentado las ramas industriales entre 1995 y 2004. Pero, por otro lado, China sigue presentando intensidades industriales muy elevadas en comparación con el resto del mundo (Price et al., 2000; Chevalier, 2006; BEEC, 2004), en parte porque su estructura ramal sigue mostrando una presencia importante de las ramas intermedias que son intensivas en energía y en parte por razones técnicas, tales como el pequeño tamaño de los equipos, la obsolescencia de los procesos de producción y la persistencia de notables ineficiencias operativas (Wang (2006), ya señaladas en el primer apartado del trabajo. Además, la industria también ha liderado el repunte de la intensidad energética de los últimos años, no por retrocesos de la eficiencia tecnológica, sino fundamentalmente por factores estructurales (Jiahua et al., 2006), vinculados al dinamismo de las ramas pesadas intensivas en energía. Más aún, la siderurgia, los minerales no metálicos y la metalurgia (tres de las cuatro ramas más intensivos en energía) son las que muestran descensos de menor cuantía, aunque importantes, en el conjunto del tejido industrial (cuadro 7).

Y, en cuarto lugar, la industria ejerce también una influencia crucial en el persistente incremento de la emisión de gases contaminantes (CO_2 , SO_2 y NO_x) a través de distintas vías. La aceleración de la producción industrial acentúa el impacto ambiental. El creciente consumo de electricidad hace necesario que aumente con rapidez la producción de las centrales térmicas que utilizan masivamente carbón para generar electricidad, siendo esa actividad la responsable fundamental de esas emisiones contaminantes. Igualmente, la fuerte presencia de las ramas intermedias en la estructura industrial agrava más ese impacto ya que sobre todo la siderurgia y los minerales no metálicos siguen consumiendo carbón en gran escala (supone el 80% de sus respectivos consumos).

Cuadro 7
Relación entre el consumo de energía y el valor añadido, 1995-2004

	Consumo energético / Valor añadido (tep por cien mil yuanes)			Variación porcentual		
	1995	1996-2000	2001-2004	1995-2004	1996-2000	2001-2004
Total Industria	32,05	19,64	12,01	-65,8	-53,8	-26,0
Siderurgia ^a	80,92	73,46	42,77	-52,2	-28,7	-35,7
Química y petroquímica ^b	50,94	28,76	17,74	-71,1	-55,9	-34,5
Metalurgia	17,79	14,12	10,46	-42,3	-31,6	-15,6
Minerales no metálicos	93,72	69,04	48,30	-46,0	-43,4	-4,6
Equipos de transporte	8,16	5,41	2,77	-70,1	-51,7	-38,0
Maquinaria	9,56	5,72	2,84	-75,3	-63,7	-32,0
Alimentos, bebidas y tabaco	18,60	7,74	4,28	-81,3	-72,4	-32,1
Pasta, papel y publicaciones	52,42	16,01	10,59	-80,91	-76,3	-19,3
Madera y derivados	17,69	9,48	5,82	-71,9	-60,0	-29,7
Textil y pieles	17,45	7,88	5,38	-70,2	-64,4	-16,4

a) El consumo de energía incluye la utilización de carbón como materia prima.

b) El consumo de energía incluye la utilización de derivados, gas y crudos de petróleo como materia prima.

En el conjunto del consumo industrial de energía hay una parte muy reducida (3-5%) utilizada para usos no energéticos que la información disponible no permite adjudicar a ninguna rama.

FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de NBS (1996-2006) y de IEA (2006a).

2.3. INTENSIFICACIÓN DEL TRANSPORTE Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Al comienzo de las reformas, China contaba con un sistema de transporte infradesarrollado, en mayor concordancia con su nivel de ingreso que su grado de industrialización. La integración de las distintas regiones de China entre sí o con el exterior no había sido una prioridad de los esfuerzos de inversión del régimen maoísta, pues éste había puesto el énfasis en la autosuficiencia, tanto del país con respecto al resto del mundo, como en las distintas regiones del territorio nacional (Démurger et al., 2002). Con la liberalización de los mercados internos y externos, así como del movimiento de personas (y la consiguiente urbanización), se produjo una expansión acelerada del transporte, de modo que la rama económica de transportes, almacenaje y correos desde el inicio de las reformas ha logrado mayores tasas de crecimiento que el conjunto del sector servicios y que el propio PIB²³. En consecuencia, dicha rama ha elevado su participación en el PIB desde el 4,5% en los años ochenta hasta situarse por encima del 7,5% en los últimos años.

²³ Por quinquenios, el crecimiento de la rama de transportes ha superado al del sector terciario desde mediados de los años ochenta y al del conjunto del PIB desde comienzos de los ochenta, excepto en 1991-95 (cuadro 5). Los cálculos están hechos a partir de los índices de producción a precios constantes de NBS (2006).

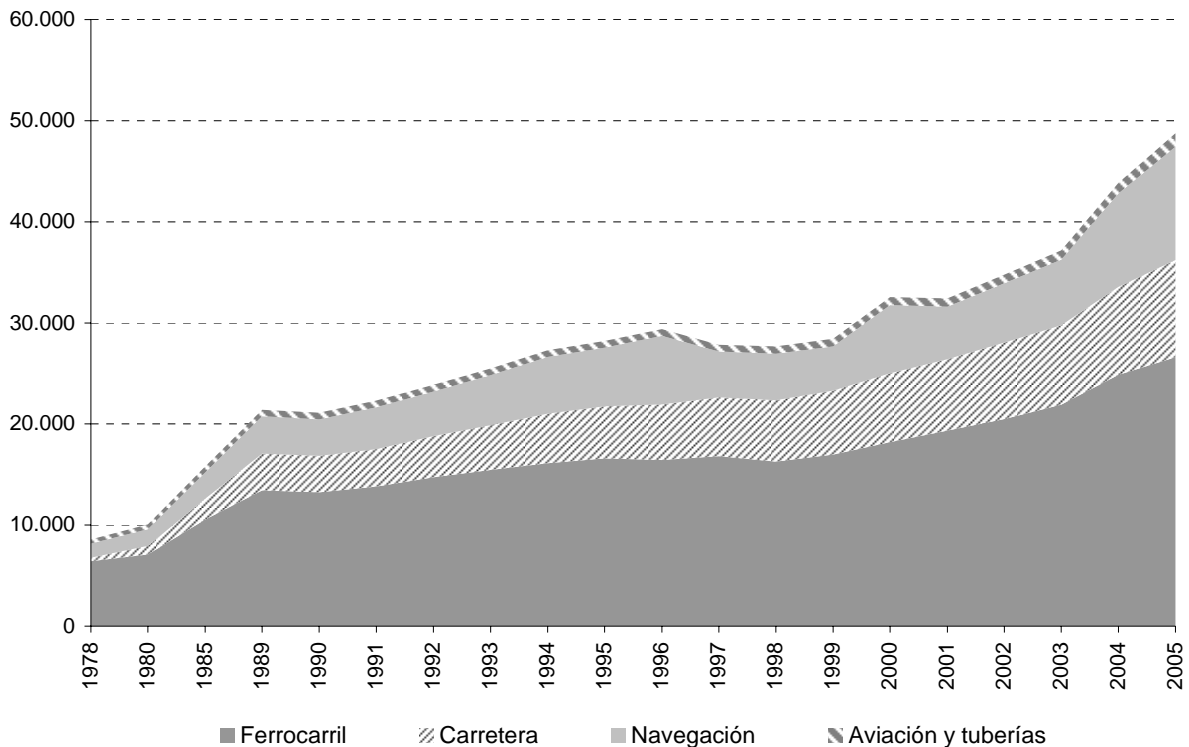
La expansión de los transportes también se observa con claridad a través de la evolución del volumen de pasajeros y de mercancías transportados. El primero se ha multiplicado por 2,9 entre 1990 y 2004, mientras que el transporte de mercancías²⁴ se ha multiplicado por 2,1, según la información de NBS (2006). La evolución conjunta de ambas modalidades de transporte se ha multiplicado igualmente por 2,1 desde 1990²⁵, según muestra el gráfico 4 utilizando los factores de conversión que aportan Skeer y Wang (2006)²⁶.

²⁴ El cálculo está hecho excluyendo la navegación oceánica en el transporte de mercancías, ya que más adelante se relaciona el tonelaje de ese transporte con el consumo energético del sector a través de los datos sobre balances energéticos y éstos no incluyen la navegación oceánica.

²⁵ La expansión del transporte viene produciéndose desde antes de los años noventa. Es así que el transporte de pasajeros se ha multiplicado por 7,1 entre 1980 y 2004, el de mercancías lo ha hecho por 4,5, y el transporte conjunto por 4,3. Cálculos hechos a partir de NBS (2006).

²⁶ Se han agregado el transporte de pasajeros y de mercancías mediante la transformación del primero desde personas-km a toneladas-km, de acuerdo con los factores de conversión provistos por Skeer y Wang (2006): 1 tonelada-km. de cargo equivale a 1 persona-km. en ferrocarril nacional y vías de agua, 5 personas-km. en ferrocarril local y *joint venture*, 10 personas-km. por carretera, y 11 personas-km. en avión. Por su parte, Skeer y Wang (2006) obtienen estos factores de conversión (excepto el relativo a los ferrocarriles *joint venture*) de *Weihai Statistical Information Network*.

Gráfico 4
Transporte de pasajeros y mercancías, según los medios utilizados, 1978-2005
(100 millones de toneladas por kilómetro)

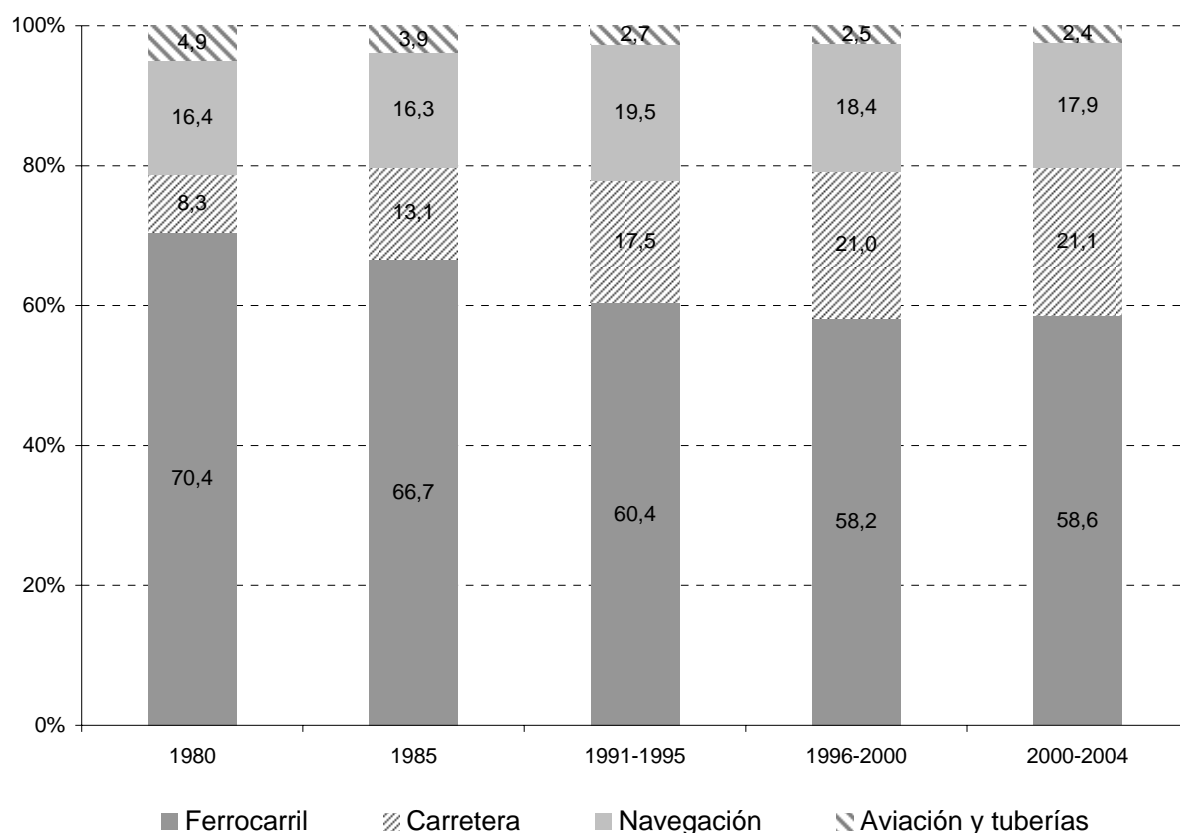


FUENTE: Elaboración propia a partir de NBS (2006).

Desagregando por ramas de transporte, se observa una clara dinámica de cambio estructural desde el comienzo de las reformas. En primer término, se aprecia que la carretera y el avión han restado peso al ferrocarril y la navegación en el transporte de personas. El traslado por carretera supone ya, desde principios de los noventa, el principal medio con una cuota del 55% (frente a 35% del ferrocarril en el periodo 2001-2004), mientras la aviación representa el 9% y la navegación tiene un porcentaje testimonial. La situación se repite en el transporte de mercancías, donde la carretera, la aviación y, en menor medida, la navegación, han ganado presencia en detrimento del ferrocarril. No

obstante, la mayor cuota alcanzada por el transporte por carretera (22%) hace que supere levemente a la navegación (21%), pero sigue quedando a gran distancia del ferrocarril que con una cuota del 53% sigue siendo el principal medio utilizado. La estimación conjunta del transporte de personas y mercancías (gráfico 5) destaca la creciente importancia del transporte por carretera en perjuicio del ferrocarril, cuyo predominio era absoluto al comienzo de la transición. Entretanto, la aviación presenta las mayores tasas de crecimiento de todos los medios de transporte, pero su contribución sigue siendo pequeña (gráfico 5).

Gráfico 5
Participación relativa de los distintos medios de transporte en el traslado conjunto de personas y mercancías, 1980-2004 (en porcentaje del total medido en toneladas transportadas)



FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de NBS (2006).

El fuerte crecimiento del transporte por carretera se observa también a través de la evolución del número de vehículos en circulación. Si el transporte conjunto de personas y mercancías por carretera se ha multiplicado por 2,4 entre 1990 y 2004, el número de vehículos en circulación lo ha hecho por 4,9. Más llamativo aún es el hecho de que mientras el transporte de personas por carretera se ha multiplicado por 3,3 desde 1990, el número de vehículos de pasajeros en circulación lo ha hecho por 11²⁷. En 2004 había cerca de 27 millones de vehículos en circulación, de los cuales más de 17 millones eran de pasajeros.

²⁷ El transporte por carretera y el número de vehículos en circulación también vienen expandiéndose desde antes de los años noventa: el transporte conjunto de personas y mercancías por carretera se ha multiplicado por 10 entre 1980 y 2004 y el número de vehículos en circulación lo ha hecho por 15; el transporte de personas por carretera se ha multiplicado por 12 y el número de vehículos de pasajeros en circulación lo ha hecho por 49 (NBS, 2006).

Esa creciente motorización está asociada con la expansión de la producción y el comercio, con la liberalización de los mercados internos y externos, así como con el movimiento de personas. Y también se relaciona con la urbanización -en 2004, mientras aproximadamente el 60% de los vehículos de pasajeros eran privados, en provincias eminentemente urbanas como Beijing o Guangdong el porcentaje alcanzaba el 75%- y con la transformación de los patrones de consumo, ya que el gasto en transporte y comunicaciones ha incrementado su participación en el gasto de los hogares desde el 1,2% en 1990 hasta el 12% en 2005 (NBS, 2006). Finalmente, las mismas autoridades chinas han apoyado esa expansión mediante su ayuda a la producción automovilística y la construcción de infraestructuras para los vehículos de motor (Oliver, 2006); a la vez que, en sentido contrario, durante los últimos años en algunas grandes ciudades se está promoviendo

la sustitución de los vehículos privados por el transporte público.

Se trata, pues, de un conjunto de cambios en el sistema del transporte que son propios de la etapa de desarrollo en la que se encuentra China y que, simultáneamente influyen de forma destacada en los rasgos que adopta la transición energética. En primer lugar, desde un punto de vista general, el rápido crecimiento del transporte estimula el notable incremento de su consumo energético, de modo que como se ha expuesto en el primer apartado ese consumo sectorial ha venido crecido más rápidamente que el conjunto del consumo final de energía, sobre todo en los últimos años. Se ha incrementado así su participación relativa en ese consumo final hasta el 10%; una cuota todavía modesta pero en alza, teniendo en cuenta, además, que los datos oficiales no incluyen el consumo correspondiente a los vehículos privados. Los cambios habidos en la estructura del transporte, a favor de la carretera y la aviación incentivan cada vez más esa tendencia ya que son las dos ramas que presentan los valores más altos en la relación establecida entre la participación relativa en el consumo energético y la participación relativa en el valor del transporte conjunto de personas y mercancías (cuadro 8), lo contrario de lo que sucede con el ferrocarril y la navegación.

Segundo, el transporte ha contribuido a la diversificación del consumo final de energía en la medida en que la mayor presencia del transporte por carretera y aviación, con el consi-

guiente retroceso del ferrocarril está ocasionando una sustitución de los recursos energéticos consumidos. El transporte por carretera utiliza exclusivamente y, como hemos visto, de forma muy intensiva, derivados de petróleo (gasolina y diesel), en tanto que la aviación hace lo mismo con el keroseno fuel-jet y otros carburantes. Por esa razón, el consumo que realiza ese transporte por carretera ha elevado rápidamente su cuota en el consumo final de energía (hasta el 7%) y todavía lo ha hecho en mayor medida en lo concerniente al consumo de derivados de petróleo (28%).

El proceso inverso corresponde al consumo del ferrocarril, cuya cuota en el consumo final de energía va declinando (por debajo del 2%) y da lugar a que el carbón pierda importancia en el consumo del sector de transporte (cuadro 3). Pero incluso en este medio de transporte (que supone el 58% del transporte de personas y mercancías y sólo el 17% del consumo energético del sector) se está produciendo también una diversificación de la demanda, puesto que la modernización de la red ferroviaria da lugar a una mayor utilización de los derivados de petróleo y de electricidad; en 1991-95 esos recursos aportaban, respectivamente el 25% y el 6%, del consumo ferroviario, pasando en 2001-2004 a suponer el 57% y el 10%, es decir, más de dos tercios de dicho consumo. Así en 2004 el 70% de las locomotoras funcionaba con diesel, frente a sólo el 30% en 1990, mientras que la red se va electrificando poco a poco, pasando del 13% en 1990 al 30% en 2004 (NBS, 2006).

Cuadro 8
Relación entre la participación de cada rama en el consumo energético y en el transporte conjunto de personas y mercancías, 1991-2004

	1991-1995	1996-2000	2001-2004
Carretera	3,66	3,06	3,04
Ferrocarril	0,42	0,36	0,30
Navegación	0,34	0,47	0,51
Aviación	17,17	19,43	14,89
Tuberías (oleoductos y gasoductos)	sd	sd	0,52

sd: sin datos

FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de NBS (1996-2006) y de IEA (2006a).

En tercer lugar, el sector de transporte ha contribuido al descenso que experimenta la intensidad energética y también a que las tensiones observadas en los últimos años mantengan altos los valores de esa ratio demanda energética / PIB. Por una parte, los datos disponibles apuntan a una caída de la intensidad en todos los medios de transporte, como corresponde a las mejoras tecnológicas y la introducción de prácticas más eficientes, así como a la sustitución de carbón por electricidad y sobre todo por derivados de petróleo. Por otra parte, el gran dinamismo del sector induce una fuerte elevación de su consumo energético, sobre todo en el transporte por carreteras durante los últimos años. Al mismo tiempo, el gran dinamismo de la demanda energética del sector de transportes de los últimos diez años se ha trasladado en un incremento de la intensidad energética de todas las ramas entre 1995 y 2000, así como del transporte por carreteras desde 1990 hasta la actualidad. La creciente intensidad energética del transporte por carreteras obedece a la sustitución de los autobuses y bicicletas por los automóviles privados y los taxis, al mayor uso del aire acondicionado, al creciente tráfico en las ciudades y al transporte de mercancías en camiones, que con frecuencia, además, se infrautilizan con recorridos en los que van parcialmente vacíos (APEREC, 2004a), sin olvidar que la mayor parte de las tecnologías empleadas en los distintos medios de transporte no alcanzan los estándares de eficiencia que tienen los países avanzados (Oliver, 2006).

En cuarto lugar, el sistema de transporte contribuye también al agravamiento de la contaminación ambiental. El fuerte incremento del tráfico rodado, las ineficiencias de los motores

instalados en los vehículos y la deficiente calidad de los combustibles que emplean (gasolinas y dieseles) originan un continuo aumento de las emisiones nocivas. De hecho, la motorización de la población es ya uno de los principales determinantes de la contaminación atmosférica en las ciudades. Sólo cuatro de ellas, Beijing, Shanghai, Guangzhou y Shenzhen concentran la quinta parte de los vehículos del país y, por ejemplo, a finales de los años noventa, en Beijing las emisiones de los vehículos motorizados suponían el 83% de las emisiones de CO₂ y el 46% de las de NO_x (Oliver, 2006).

2.4. NUEVAS PAUTAS DOMÉSTICAS Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Los cambios asociados a la fase actual del desarrollo se extienden también al ámbito de las otras ramas de servicios, a pesar de que este sector terciario sigue mostrando una participación bastante reducida si se compara con el grado de terciarización que ostentan la mayoría de los países de renta alta y media, e incluso otros con ingreso similares a los de China. No obstante, también en esas actividades terciarias se deja sentir el crecimiento del consumo de energía y la sustitución de recursos, cobrando un mayor relieve la electricidad (alumbrado público, comercios) y los derivados de petróleo, en detrimento de la participación del carbón (cuadro 3). Sin embargo, es en la modernización del comportamiento de los hogares chinos donde se capta con mayor nitidez los cambios relacionados con el proceso de urbanización y los patrones de consumo propios de la fase actual, así como su influencia en los perfiles de la transición energética.

Cuadro 9
Relación entre el consumo de energía y el volumen transportado, 1980-2004

	Consumo energético / Volumen transportado (tep por cien mil toneladas-km.)					Variación porcentual				
	1980	1990	1991-1995	1996-2000	2000-2004	1980-2004	1980-1990	1990-1995	1995-2000	2001-2004
Total Transporte	...	1,77	1,83	2,21	2,37	1,4	26,6	3,8
Ferrocarril	1,37	0,97	0,77	0,78	0,73	-58	-29,1	-32,0	24,4	-30,5
Carretera	12,78	5,80	6,67	6,72	7,19	-39	-54,6	10,9	6,7	14,5
Navegación	...	0,76	0,66	1,06	1,24	-7,5	44,7	-9,0
Aviación	66,72	29,60	30,76	38,26	37,18	-45	-55,6	0,4	34,9	-8,7

FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de NBS (1996- 2006) y de IEA (2006a).

El porcentaje de la población que vive en núcleos urbanos se va acercando al 50%, y cada año alrededor de quince millones de personas migran a las ciudades. Al inicio de las reformas, en 1980, la distribución del consumo privado se repartía entre un 60% realizado por los hogares rurales y un 40% por los hogares urbanos, en 1990 cada uno efectuaba la mitad del consumo, mientras que en 2004 la relación es de 27-73% (NBS, 2006). Se trata de un cambio radical que concierne al mencionado aumento de la población urbana, a su mayor nivel de ingreso respecto de los hogares rurales²⁸ y a la diferencia entre sus pautas de consumo. De ello dan cuenta dos datos, a título de ejemplos sobre el consumo de electrodomésticos. En torno al 95% de los hogares urbanos tienen lavadora frente al 40% en los hogares rurales, aunque en éstos la progresión también ha sido rápida ya que su cifra supone cuatro veces y media más que en 1990. Los hogares urbanos cuentan con una media de 1,4 televisiones en color (2,3 más que en 1990), mientras que los hogares rurales poseen 0,84 con una cifra que multiplica 18 veces la de 1990 (NBS 1996 y 2006).

Estas modificaciones de las condiciones de vida de la población también se relacionan con los rasgos de la transición energética, si bien la información disponible a través de los balances energéticos de la IEA (2006a) presenta el inconveniente de que hasta mediados de los años noventa no asignaba los consumos de madera y otros desechos vegetales (masivos en el medio rural) al sector residencial, de modo que la estructura de consumo energético quedaba seriamente distorsionada pues infravaloraba la cuota de consumo doméstico.

En primer lugar, se aprecia que el impacto del sector residencial sobre el total del consumo energético final no es tan importante como el que impulsan la industria y el transporte porque en realidad dentro de ese sector doméstico se opera una sustitución de niveles de consumo entre los hogares rurales y los urbanos. Éstos disponen de un consumo medio muy superior al de aquéllos en lo que concierne a electricidad, derivados, gas natural, e incluso carbón; sin embargo, al mismo tiempo la urbanización provoca que el descenso de la proporción de hogares rurales suponga una reducción de la intensidad de consumo debido al abandono paulatino de la madera y los residuos ve-

getales cuya escasa calidad energética da lugar al uso de grandes cantidades de esos recursos para las dos funciones principales que juegan en los hogares rurales: la calefacción y la cocina. Por esa razón, el ritmo de crecimiento del consumo en el residencial es más lento y la cuota de este sector en el total del consumo final tiende a caer, aunque desde proporciones muy elevadas propias de los países con escaso nivel de desarrollo económico.

En segundo lugar, la modernización de los hogares resulta fundamental en la diversificación de la demanda a través de una presencia minoritaria pero ascendente de la electricidad (6%), los derivados de petróleo (5%) y el gas natural (2,5%). Esa evolución responde tanto a la nueva distribución entre el número de hogares urbanos y rurales como a la generalización del uso de electrodomésticos y otros avances socioeconómicos. No obstante, el predominio de la madera y los desechos vegetales y del carbón sigue siendo decisivo, ya que ambos recursos componen la casi totalidad del consumo en el medio rural y una parte considerable del consumo residencial urbano. En realidad, la sustitución de recursos desde los años noventa sólo se aprecia de manera significativa en los hogares rurales con ingresos altos (Jiang y O'Neil, 2005), a pesar de los esfuerzos de electrificación rural, mientras que la diversificación hacia la electricidad (Zhang, 2004), el gas natural y los gases licuados de petróleo (propano, butano) es más elocuente en una proporción considerable de los hogares urbanos, en detrimento del carbón y los otros combustibles sólidos (Brockett et al., 2002).

En tercer lugar, el consumo residencial contribuye a mejorar la eficiencia y, por tanto, a reducir la intensidad demanda-PIB, a través de la mencionada sustitución de recursos, empleando mejores sistemas de calefacción, refrigeración y otras actividades domésticas (Lin, 2002). Pero introduce también otras rigideces que actúan como frenos a esa caída de la intensidad, ya sea por el rápido aumento de la cantidad de aparatos de consumo, sobre todo eléctricos, ya sea porque la calidad de esos aparatos está por debajo de los estándares de eficiencia que disponen los países desarrollados (Lin, 2006). Si en el momento presente, este hecho no constituye un problema de gravedad, comparado con el que presentan las ineficiencias en el sector industrial, sin embargo su importancia se acrecienta en el horizonte conforme se profundicen la urbanización, el incremento de la renta y las nuevas pautas de con-

²⁸ En 2004, el ingreso per cápita de los hogares urbanos era de 9.422 yuanes frente a 2.936 de los hogares rurales (NBS, 2006).

sumo, ya que el desarrollo económico requiere un mayor nivel de consumo energético por habitante pero no a costa de incorporar mayores dosis de ineficiencia.

Por último, en cuarto lugar, la sustitución de los recursos consumidos en el sector residencial constituye un alivio, ciertamente menor, para los niveles de impacto ambiental, puesto que los hogares dejan de utilizar combustibles sólidos, más contaminantes, trasladándose hacia consumos de energía eléctrica, gas natural y gases licuados, con impacto sensiblemente más reducido. Se trata, sin embargo, de un alivio ciertamente menor toda vez que como se explica en el primer apartado, los indicadores de emisiones se ven afectados sobre todo por la actividad de las plantas térmicas y las industrias manufactureras y el sector de transporte.

3. Principales dilemas de la transición energética

Después de analizar el estrecho vínculo que existe entre los cambios estructurales promovidos por el desarrollo económico y los rasgos que adquiere el sistema energético, se trata de fundamentar la hipótesis formulada al comienzo del trabajo, es decir, bajo el supuesto (muy probable) de que los tres *drivers* persistan a lo largo de la próxima década, seguirán siendo los principales condicionantes de la transición energética y en esa medida seguirán acentuándose los rasgos actuales del sistema energético y éste deberá afrontar cinco dilemas fundamentales.

3.1. FACTORES DE IMPULSO Y (LIMITADOS) FACTORES DE FRENO: UN ESCENARIO RAZONABLE

Considerando el desenvolvimiento de la actual fase de desarrollo en China, la práctica totalidad de los análisis económicos vaticinan la continuidad de sus principales características durante un largo período de tiempo, comprendido entre una y tres décadas. En ese horizonte, el crecimiento del PIB seguirá siendo elevado y tendrá en la industria a su principal motor productivo. La estructura industrial profundizará su especialización en torno a las ramas de bienes de equipo, que son las que incorporan un mayor contenido tecnológico.

Pero, al mismo tiempo, las ramas de transformación metálica, no metálica, química, construcción y electricidad mantendrán un notable peso en la estructura industrial porque así lo requiere la demanda proveniente de aquellas ramas más dinámicas y la consolidación de las principales infraestructuras económicas y sociales. El transporte seguirá acrecentando su importancia, tanto por exigencias de las actividades productivas, como por la ampliación de las redes comerciales y la elevación de los niveles de renta de los hogares. Igualmente, de la mano del crecimiento económico, el proceso de urbanización y los nuevos hábitos de consumo seguirán determinando cambios en las pautas de comportamiento social, principalmente entre los hogares urbanos pero también en el medio rural.

El efecto expansivo de esos factores de impulso podría encontrar dos elementos de freno que operasen como contratendencias en el comportamiento de la demanda de energía. De un lado, la implementación de medidas destinadas a reducir de forma drástica el alto grado de ineficiencia que todavía se registra en el sistema energético. De otro lado, la adopción de medidas igualmente drásticas de protección ambiental, como respuesta a la gravedad que alcanzan los indicadores de contaminación, sobre todo por la masiva utilización del carbón. Ambos elementos presentan como denominador común la necesidad de que los poderes públicos lleven a cabo una intervención continuada, contundente y eficaz para contrarrestar los efectos que determinan los factores de impulso. El propio gobierno chino ha establecido como objetivo que entre 2000 y 2020 se cuadruple el PIB, pero que el consumo energético sólo se duplique. Pero más allá de declaraciones solemnes y de medidas puntuales, la intervención estatal debe entrañar un firme compromiso de las autoridades políticas con la protección ambiental y la eficiencia energética, lo cual requiere que el gobierno disponga no sólo de voluntad sino también de capacidad para enfrentarse a los intereses de signo contrario que oponen las grandes empresas, las autoridades locales y otros núcleos económicos y políticos que defienden como prioridades absolutas el acelerado crecimiento económico y la expansión de la demanda energética.

Según nuestro criterio, es previsible que, al menos durante los años que quedan de la presente década y gran parte de la siguiente, esos elementos de freno seguirán sometidos a importantes restricciones y, por tanto, su alcance

será bastante limitado, de manera que en el escenario energético seguirán prevaleciendo los factores expansivos actualmente en vigor. Así cabe preverlo por dos razones principales. En primer lugar, el ritmo de crecimiento de la economía seguirá siendo muy elevado (Aglietta y Landy, 2006; Artus, 2006; APERC, 2006; Naughton, 2007). Así lo plantean las previsiones del gobierno como una exigencia prioritaria para impulsar el desarrollo y para crear un volumen de empleo urbano que compense las fuertes pérdidas de empleo de las empresas estatales y el rápido desplazamiento de mano de obra procedente del medio rural. A la vez, esas altas tasas de crecimiento son las que deben permitir que se sienten las bases de un sistema de seguridad social, de modo que el gobierno concentre y redistribuya una parte del ahorro del país para ampliar sus políticas sociales con el fin de mejorar la situación de la población que vive en el campo y de la que se concentra en la periferia de las grandes ciudades, amortiguando las tensiones que viene generando el aumento de las desigualdades sociales y territoriales. En segundo lugar, los soportes de ese rápido crecimiento económico difícilmente pueden ser otros que los actuales, es decir, la inversión por el lado de la demanda y la industria por el lado de la oferta. Y, como se ha referido antes, la especialización industrial hacia ramas con tecnología más avanzada se acompaña de una incidencia también relevante de las ramas que fabrican productos intermedios que son las más intensivas en energía. Incluso si en los próximos años se iniciase un viraje –incorporado entre los objetivos gubernamentales– que reoriente las bases del crecimiento económico hacia el mercado interno (mayor demanda de consumo), con una especialización industrial que se ocupe de producir una mayor proporción de bienes para el mercado interno y con mayor terciarización (finanzas, comercio), no obstante, el ritmo de crecimiento de la economía tendría que seguir siendo bastante elevado, la tasa de inversión se mantendría alta y las ramas intermedias seguirían teniendo una gran importancia en la estructura productiva.

Simultáneamente, la hipótesis de que los factores de freno tendrán una influencia reducida se basa en otras dos razones. De un lado, aunque se fomente la utilización de otras fuentes (gas natural, nuclear, hidráulica, eólica), el fuerte aumento que requiere la producción de energía eléctrica sólo puede llevarse a cabo mediante una masiva utilización del carbón como combustible (APERC, 2006; Chevalier, 2006; Allai-

re, 2005; Lin y Levine, 2006). Este hecho, junto con el uso mayoritario del carbón en otros consumos industriales y la creciente utilización de derivados de petróleo en el transporte, seguirán siendo restricciones estructurales que limiten severamente la efectividad de la política ambiental (Lu et al, 2006; Dorian, 2005; APERC, 2006). Al mismo tiempo, el predominio de los factores expansivos restringe los márgenes para aplicar políticas contundentes que favorezcan la eficiencia y la conservación de energía. La lógica del crecimiento acelerado y el nuevo marco institucional otorgan una poderosa influencia a las grandes empresas energéticas y a otros actores económicos y políticos cuya prioridad es el crecimiento del abastecimiento energético (producción + importación) frente a la moderación de la demanda. Además, el nivel tecnológico de que dispone la economía en su actual fase de desarrollo sólo permite la introducción de ciertas medidas destinadas a modificar los parámetros estructurales de consumo energético en algunas industrias, en el transporte y en los hogares.

Sólo si se considera un horizonte más amplio –después de al menos una década– parece razonable pensar que los factores de freno podrán ampliar su radio de acción para contrarrestar de manera significativa las tendencias expansivas que prevalecen durante la transición energética. Por tanto, carece de realismo pensar que en los próximos años pueda alcanzarse cualquier “escenario verde” basado en el vigor de los correctivos ambientales y la conservación energética. Ese objetivo es incompatible con los objetivos económicos y energéticos fijados por el propio gobierno: entre los que se encuentran la rápida electrificación, la expansión del transporte y el acelerado crecimiento industrial. En ese sentido, resulta inverosímil un escenario a 3-5 años que suponga elasticidades demanda energética-PIB con valores próximos o inferiores a 0,5. De hecho, la mayoría de las proyecciones realizadas a finales de los noventa y principios de la década actual (IEA, EIA-US, APERC, ERI) quedaron rápidamente inservibles porque consideraban incrementos moderados de la demanda energética. Los datos reales de 2001-2004 hacen que las cifras fijadas por esos organismos para 2010 y 2015 sean inalcanzables²⁹.

²⁹ Así, por ejemplo, mientras las previsiones de la APERC publicadas en 2004 estimaban un incremento de la demanda del 59% para toda la década, los datos reales indican ya un incremento del 43% sólo para los cuatro primeros años. Lin y Levine (2006) señalan que en 2004 las cifras de producción de acero, cemento, vidrio, etileno y demás bienes principales de las tres industrias

Sin embargo, tampoco parece viable un “escenario inercial” definido a partir de la extrapolación de los datos de 2001-2004, cuando la intensidad energética volvió a subir y la elasticidad demanda-PIB alcanzó valores por encima de 1,5. Se trata de un escenario insostenible tanto desde el punto de vista de los niveles de contaminación e ineficiencia, como de las exigencias de demanda y de dependencia exterior. De hecho, los datos oficiales chinos para 2005 muestran que la elasticidad se sitúa cerca de la unidad³⁰.

El esbozo de un “escenario razonable” puede perfilarse a través de dos fases. Una primera hasta 2010 (a efectos estadísticos, el sexenio 2005-2010) en la que el crecimiento del PIB mantiene una tasa media del 8% anual y la elasticidad demanda energética-PIB se sitúa en 0,75, seguida de una segunda fase a lo largo de la siguiente década en la que el ritmo de crecimiento económico se suaviza, con una tasa media del 6% anual, y la elasticidad demanda-PIB se sitúa en 0,5, considerando un mayor vigor de las políticas ambientales y de ahorro. Conforme a esas hipótesis, el PIB crecería casi un 60% en la primera fase y un 80% en la segunda, de manera que casi se triplicaría en el transcurso de ambos intervalos. Por su parte, la demanda de energía primaria registraría incrementos sucesivos del 45% y el 35% (tasas medias anuales del 6,3% y 3%, sucesivamente), de modo que alcanzaría los 2.320 millones de tep en 2010 y los 3.115 millones en 2020. En el supuesto de que durante la primera fase el crecimiento de la población se mantuviera en torno al 0,7% anual y que después se redujera al 0,6%, el consumo de energía por habitante se elevaría un 37% en el primer sexenio y otro 27% en la década posterior (tasas medias anuales del 5,3% y 2,4%), alcanzando 1,70 tep per cápita en 2010 y 2,16 tep per cápita en 2020³¹.

más consumidoras de energía (siderurgia, química, materiales de construcción) habían crecido un 50% más de lo previsto en el X Plan Quinquenal.

³⁰ Los datos oficiales muestran un descenso de la elasticidad desde 1,42 a 0,98, calculado a partir de cifras de demanda energética expresadas en toneladas equivalentes de carbón y cifras del PIB en millones de yuanes. Fuente: NBS (2006).

³¹ A pesar de que estas previsiones son moderadas, el nivel que alcanzaría la demanda energética en 2020 sería bastante más elevado que el de las previsiones hechas por los organismos antes citados sin prever la aceleración que se produjo en 2001-2004.

3.2. CINCO DILEMAS ESTRATÉGICOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

A partir de los supuestos recogidos en el apartado anterior, cabe agrupar las grandes cuestiones que dilucidarán el devenir energético en cinco dilemas principales que se analizan a continuación. En torno a ellos giran también los documentos y las resoluciones de las autoridades chinas con el propósito de hacer compatibles una sucesión de objetivos: disponer de los recursos energéticos que exige el crecimiento económico, elevar la protección ambiental, aumentar la eficiencia, incrementar la producción energética nacional -sobre todo la capacidad eléctrica-, garantizar la seguridad de los suministros externos necesarios y diversificar las zonas de abastecimiento de esos recursos procedentes del exterior. En esa dirección apuntan distintos programas de actuación, entre los que destacan la “National Energy Strategy and Policy”, elaborada en 2004 por la NDRC, el Plan de Ahorro aprobado por el gobierno ese mismo año y complementado con nuevas medidas en los años siguientes, así como las resoluciones de los dos últimos planes quinquenales (X y XI) vigentes durante la década actual, y la ley de promoción de energías renovables aprobada en 2006. No obstante, como señalan Zhang (2006) y otros autores, en algunos aspectos fundamentales esas resoluciones son de carácter cualitativo, resultan inconcretas y poco operativas en cuanto a las medidas prácticas que permitirán lograr los objetivos señalados, carecen de cifras presupuestarias que garanticen su aplicación, o bien se trata de meras guías orientativas de incierto futuro. Pese a su enunciado y a la reiteración de declaraciones a favor de aquellos objetivos, no parece que esté a su alcance el logro de las metas previstas, ni la compatibilidad de los objetivos mencionados.

a) Margen de mejora de la eficiencia energética

Las estimaciones que surgen de los supuestos que hemos establecido permiten un margen de mejora en la eficiencia que se refleja en el descenso previsto de la intensidad energética. Según esas previsiones, entre 2005 y 2010 la intensidad consumo-PIB descendería un 10% (-1,6% anual), para volver a situarse en 0,202, y durante la siguiente década obtendría un descenso del 25% (2,8% anual) hasta un valor de 0,152 en 2020³². Esa tendencia declinante

³² Siendo una caída notable, no obstante su ritmo sería menor que el registrado durante las últimas décadas. Así, los datos de

incorporaría los efectos conjuntos del cambio paulatino en la estructura sectorial de la producción, de la sustitución de fuentes energéticas y del mayor rendimiento de los recursos energéticos.

Como se deriva de lo que plantean diversos autores (Adams y Shachmurove, 2007; Crompton y Wu, 2005; Lin y Levine, 2006; Wang, 2006; Lin, 2005), el dilema consiste en precisar en qué medida el sistema energético será capaz de alcanzar un descenso de esa magnitud o sus logros serán más modestos, bien porque los factores de impulso sean más vigorosos de lo previsto o bien porque los elementos de freno resulten escasamente operativos. El dilema se dilucidará en tres ámbitos claves.

El primero son los centros de producción primaria y de transformación de energía. Tienen que seguir cerrándose miles de minas, centenares de plantas térmicas y decenas de refinerías de escasa dimensión y altos costes relativos. Tienen que modernizarse muchas otras instalaciones cuyos equipos y procesos tecnológicos son obsoletos. Y tienen que construirse nuevas plantas térmicas y refinerías de mayor tamaño, que fabriquen productos de mejor calidad y con mayor variedad con un menor consumo de recursos primarios.

El segundo ámbito se sitúa en las industrias más consumidoras. Se requieren nuevos equipos y técnicas de producción en la mayoría de las industrias, sobre todo en las que desarrollan procesos de transformación. Es razonable pensar que en el transcurso de esta década se puede alcanzar una reducción significativa del consumo que realizan esas ramas transformadoras en línea con la estrategia propuesta por la NDRC (ERI, 2003; Lin y Levine, 2006; BEEC, 2004; Wang, 2006)³³, logrando descen-

1980-2000, cuando el PIB se incrementó a una media del 9,3% anual y la demanda de energía primaria lo hizo al 4%, registrándose una caída de la intensidad superior al 4% anual, parecen inviables en el actual contexto, aunque algunos organismos (BEEC, 2004) prefieren realizar sus previsiones extrapolando aquellos datos, previendo una caída de la intensidad de -2,2% anual entre 2003-2010 y del -3% entre 2003 y 2020. Ciertamente, los datos reales conocidos hasta 2004 hacen poco creíble la posibilidad de lograr el descenso previsto para 2010, cifrado por el gobierno en un 20%.

³³ A título de ejemplo, las proyecciones de la NDRC recogen las siguientes propuestas para los años 2000, 2010 y 2020. El consumo de carbón en las plantas térmicas se reduciría desde 392 a 360 y 320 gce/kWh. La producción de acero lo haría en 906, 730 y 700 kgce/T. Los diez principales metales no ferrosos reducirían su consumo desde 4.809 a 4.595 y 4.450 tce/T. Las refinerías lo harían de 14 a 12 y a 10 kgce/t factor. La producción de etileno pasaría de 848, a 650 y 600 kgce/T factor. Y la de cemento de 181 a 148 y 129 kgce/T factor. Fuente ERI (2003) y Wang (2006).

sos entre el 10% y el 25%, si bien las medidas concretas destinadas a tal efecto deben ser más consistentes de lo que han sido en los primeros años de la década.

El tercer ámbito corresponde a los demás sectores de consumo. Se necesita mejorar el rendimiento de las calderas industriales, los motores pequeños y medianos, los ventiladores, las bombas, los airecompresores y otros equipos. También deben establecerse normativas eficaces sobre la fabricación y el uso de aparatos domésticos (calentadores, aire acondicionado), la construcción de edificios, los motores de vehículos y los sistemas de transporte, capaces de generar un mayor ahorro de energía conforme se acerquen a los estándares internacionales de rendimiento³⁴.

Por lo tanto, en la medida en que el ritmo de crecimiento de la economía siga siendo acelerado y esté sostenido por la industria³⁵, parece razonable plantear la proyección que hacemos sobre la reducción en un 10% de la intensidad consumo-PIB en el transcurso del sexenio 2005-2010, abriendo la posibilidad de que posteriormente se puedan alcanzar descensos de mayor envergadura conforme se profundicen las políticas de ahorro, se modifique la estructura sectorial de la producción y se amplíe el potencial tecnológico de la economía.

³⁴ El interesante estudio del Lawrence Berkeley National Laboratory, presentado por Lin y Levine (2006) en Beijing en junio de 2006 propone distintas posibilidades de ahorro. El punto de partida es el supuesto de que, dado un crecimiento medio del PIB del 7,5% anual hasta 2010 y una elasticidad equivalente a la unidad, en ausencia de medidas específicas de ahorro la demanda de energía primaria también crecería al 7,5% anual. A continuación detalla unas propuestas de ahorro en la industria que situarían el crecimiento de la demanda energética en el 4,3%; la implementación de medidas adicionales en los aparatos domésticos reduciría en dos décimas más esa tasa de crecimiento, la mejora de las plantas térmicas lo haría en otras dos décimas y el cierre de unidades ineficaces situaría el crecimiento de la demanda energética en el 3,6%. Por último, con medidas de ahorro más excepcionales, hasta un tope máximo, cabría situar el incremento de la demanda en el 2,8%. Sólo así sería posible alcanzar el objetivo fijado por las autoridades chinas para 2010 de disminuir la intensidad energética en un 20%. Pero ese tope máximo, e incluso muchas otras medidas incluidas en cada uno de los supuestos están fuera de las posibilidades reales de los próximos años.

³⁵ Según la información oficial del NBS, en 2006 se produjo una leve caída de la intensidad energética (-1,2%), la primera desde 2003, si bien ha ocurrido con un crecimiento del PIB por encima del 10%, de modo que el crecimiento de la demanda de energía ha seguido siendo muy rápido (9,3%). Este hecho es suficientemente elocuente de que la caída de la intensidad no es sinónimo de moderación del consumo energético, de modo que los objetivos de reducción de la intensidad pueden plantearse con escenarios distintos de crecimiento más o menos rápido de la demanda de energía. Evidentemente, no es lo mismo lograr una reducción de la intensidad en un determinado porcentaje, sea el 10% o el 20%, con un crecimiento del PIB del 6-7% que con otro del 9-10%.

b) Crecimiento de los sectores de consumo final y diversificación de su abastecimiento

Las previsiones establecidas al comienzo de este apartado señalan que en los próximos años seguirá creciendo con celeridad el consumo energético, tanto en la industria y el transporte como en los hogares urbanos y en los servicios vinculados a la creciente urbanización del país. El dilema estriba en ponderar si los ritmos de crecimiento del consumo de esos sectores (así como los recursos con los que se abastecen) mantendrán las pautas actuales, o bien se distanciarán de ellas.

Está fuera de dudas que la industria seguirá siendo la columna vertebral del crecimiento acelerado de la economía y el mayor consumidor de energía. Además, ya hemos insistido en el hecho de que la actual fase de desarrollo sigue requiriendo un fuerte crecimiento de las ramas intermedias, que son las más intensivas en energía. Por tanto, adoptando una previsión moderada, es difícil pensar que el consumo de energía del sector crezca menos del 7% anual en los próximos años, lo que significaría una notoria moderación con respecto al 11,5% anual registrado en 2001-04. Pero, aún así, aquella tasa daría lugar a que el consumo industrial se incrementara en un 50% durante el sexenio 2005-2010 (cuadro 5). En el caso del transporte, teniendo en cuenta la modestia de su nivel actual de consumo energético y los estímulos desarrollistas que seguirá recibiendo, parece razonable suponer que podrá registrar una tasa de crecimiento no inferior al 10% anual, inducida tanto por la actividad económica como por el auge del automóvil privado³⁶. En cuanto al sector residencial, continuará sustituyendo consumos propios del medio rural (madera, desechos vegetales y carbón) por consumos urbanos relacionados con los electrodomésticos y otros aparatos de iluminación, calefacción y demás actividades domésticas. No obstante, hay que considerar que si bien

³⁶ Cabe recordar que las cifras oficiales sobre el consumo del sector transporte no incluyen hasta el momento el consumo de los automóviles privados. El parque automovilístico actual es muy modesto. En 2004 se cifra en 19 vehículos por mil habitantes, frente a los 780 de EE.UU, 588 de Alemania o 193 de México (Heymen, 2006). Las previsiones apuntan a un crecimiento desde menos de los 20 millones de vehículos actuales hasta cerca de 160 millones en 2020. En este sentido, aunque parece evidente el fuerte crecimiento que se experimentará en los próximos años, no cabe hacer ninguna conjetura basada en los estándares de los países más industrializados porque entonces surgen escenarios absolutamente insostenibles debido a la enorme población del país. Como señala Chevalier (2006), si China dispusiera de un parque similar al de la media de los países europeos tendría un consumo de petróleo equivalente a toda la producción de Oriente Medio, que equivale al 30% mundial.

los ingresos medios de las familias que viven en las principales ciudades multiplican por dos o por tres a los que perciben los hogares rurales (Rosen y Houser, 2007), la renta media de los hogares urbanos sigue siendo débil y solamente en 40 millones por encima de los 6.000 dólares. Parece, pues, razonable suponer que en ese proceso de sustitución el consumo residencial seguirá creciendo con moderación, a un ritmo del 2,5% anual, similar al registrado en 2001-2004. Por su parte, el reducido consumo de los servicios tenderá a crecer a buen ritmo, si bien sus cifras seguirán siendo modestas.

Por lo tanto, los principales resultados que se desprenden de las previsiones sectoriales anteriormente propuestas serían los siguientes. El consumo final de energía crecería a una tasa media del 5,9% anual y se incrementaría en 422 millones tep (cuadro 10). La mayor parte de ese aumento correspondería a la industria (60%), junto a un 20% para el transporte, un 12% para los hogares y un 8% para los servicios y al sector primario. En consecuencia, cabe estimar que, al menos durante la próxima década, la transición energética seguirá arrojando una distribución del consumo final que resulta contradictoria con las tendencias de largo plazo del desarrollo económico, ya que en esos próximos años seguirá acentuándose el predominio del consumo industrial, aspecto éste que ratifican las previsiones de organismos como la APERC (2006) y la IEA (2006). La industria supondrá de nuevo más de la mitad del consumo final, mientras que el transporte y los servicios aumentarán su (modesta) participación actual, si bien recordando que las cifras oficiales del primero omiten el incremento debido al uso de automóviles privados. El sector residencial y el primario serán los que continúen reduciendo su presencia relativa en el consumo final (cuadro 10).

Desde el punto de vista de los recursos empleados para aprovisionar ese consumo final, los derivados de petróleo podrían abastecer un tercio del aumento del consumo, esto es unos 140 millones de tep, cubriendo la casi totalidad del incremento requerido por el transporte y una parte de la nueva demanda de la industria y de los otros sectores. El carbón atendería otra tercera parte del incremento del consumo, mientras que la electricidad cubriría otra cuarta o quinta parte (90-110 millones), dirigida sobre todo a la industria y los hogares. El resto correría a cargo del gas natural (25-35 millones) y del calor (20-25 millones). Por lo tanto,

el escenario previsto supone que prosigue la diversificación de los recursos consumidos por los sectores finales, elevando su presencia los derivados de petróleo y la electricidad, mante-

niéndose alta la contribución del carbón, mejorando el gas y el calor, y retrocediendo el uso de madera y desechos vegetales.

Cuadro 10
Escenario energético estimado 2005-2010

	Millones de tep		Aumento. Millones de tep	Tasa me- dia creci- miento 2005-2010 (%)	Participación en el Consumo Final (%)	
	2004	2010			2004	2010
Demanda de Energía Primaria	1.609	2.320	711	6,3		
Consumos intermedios y otros	571	860	289	7,1		
Consumo Final	1.038	1.460	422	5,9	100	100
Industria (con usos no energéticos)	520	780	260	7,0	50,1	53,4
Transporte	105	190	85	10,4	10,1	13,0
S. Residencial	322	375	53	2,6	31,0	25,7
Servicios	40	65	25	8,4	3,9	4,5
S. Primario	40	51	25	4,1	3,9	3,5

Elaborado a partir de las hipótesis recogidas en los subapartados 3.1 y 3.2 del texto.

c) Diversificación del mix eléctrico y los riesgos ambientales

Los hechos más relevantes no parece que ofrezcan dudas: la producción de electricidad seguirá creciendo con rapidez y el carbón se mantendrá como principal recurso utilizado en su generación, si bien irá aumentando la participación de otros combustibles (Cherni y Kentish, 2007; Li, 2002; Machenaud, 2005; Ni, 2006; APERC 2004ab, 2005, 2006; Shiu y Lam, 2006, Rosen y Houser, 2007; Lu et al 2006). El dilema consiste en dilucidar si el ritmo de electrificación y los peligros ambientales pueden fomentar una amplia sustitución del carbón por esos otros combustibles, o por el contrario se acentuará la presencia del carbón ante la incapacidad de que esos combustibles crezcan en la medida necesaria.

El desarrollo industrial exige un mayor grado de electrificación, de manera que el consumo de electricidad tendrá que seguir creciendo más que el consumo energético del sector, es decir, aumentando su participación relativa que actualmente sólo representa una quinta parte. Igualmente, el consumo eléctrico se incrementará notablemente en los hogares urbanos (aparatos de iluminación, calefacción, refrigeración), en los servicios comerciales y en el alumbrado público de las ciudades. En consecuencia, la ratio de consumo eléctrico por habitante seguirá elevándose ya que su valor

actual es muy bajo, mientras que previsiblemente también aumente la intensidad del consumo con respecto al PIB. Siendo así, es razonable suponer que el consumo crecerá entre un 8% y un 10% anual, es decir, por encima del crecimiento de la economía y del correspondiente al consumo final.

La hipótesis de un crecimiento en torno al 9% conduce a un escenario en el que la capacidad instalada debería pasar de los 391 gigavatios de 2004 a los 655 GW de 2010 y la producción debería hacerlo desde 2.200 TWh a 3.690 Twh, es decir cerca de un 70%. Para mantener esas cifras cabe suponer que la mejora de la eficiencia de las plantas térmicas, al menos, compensará el cierre de un gran número de pequeñas centrales, cuya antigüedad y atraso tecnológicos las hace muy ineficientes.

El carbón mantendrá su predominio³⁷ porque es el recurso energético nacional, ya que cuenta con abundantes reservas equivalentes a más de 50 años de su producción actual³⁸ y en su

³⁷ En 2004, el 74% de la capacidad se halla instalada en plantas térmicas (289 GW), aportando el carbón un 66% (259 GW) y el fuel de petróleo y el gas natural otro 8% (32 GW). En el caso de la producción, todavía es mayor la participación termoeléctrica (81%) y, dentro de ella, la del carbón (78%), frente a un 3% del petróleo y un testimonial 0,4% del gas natural. Fuente: IEA (2006a).

³⁸ Según British Petroleum (2006), las reservas probadas se elevan a 62 mil millones de toneladas de antracita y carbones bituminosos más otros 52 mil millones de sub-bituminosos y lignito, que equivalen al 12,6% de las reservas mundiales y a 52

mayor parte son carbones bituminosos de aceptable calidad calorífica, lo cual garantiza un uso continuado durante los próximos decenios, como recogen de forma generalizada las previsiones de los organismos chinos e internacionales (APERC, IEA, EIA). Desde esa perspectiva expansiva, es casi seguro que se cumplirán los proyectos del gobierno para incrementar hasta 105-110 GW en 2010 los 40 GW que ya estaban en fase de construcción en 2004 (APERC 2006), apostando por plantas de tamaño mediano (300-600 MW) y grande (1.000 MW), a la vez que se retiran las pequeñas centrales con menos de 50 MW y un 30% de eficiencia.

No obstante, deben tenerse en cuenta tres elementos desfavorables para el carbón. El primero es la baja productividad del sector minero, reflejada en la exigua cifra de 290 toneladas por empleado -frente a las 12.100 de Australia, las 11.900 de EE.UU. e incluso las 3.900 de Sudáfrica- debida al pequeño tamaño de una gran parte de las minas, el atraso de sus equipamientos, la creciente profundidad, la insalubridad, el elevado número de accidentes y de paradas técnicas. El gobierno señala que deberían cerrarse alrededor de 30.000 instalaciones, al tiempo que el resto mejora su inversión y sus niveles tecnológicos. En segundo lugar, menos de la cuarta parte de la producción dispone de lavado, lo que supone que la mayor parte del carbón se utiliza sin la debida preparación y con bastantes impurezas que afectan a su rendimiento. En tercer lugar, el emplazamiento de los principales centros mineros, en las provincias septentrionales y centrales (Shanxi, Shaanxi y Inner Mongolia) hace que exista una excesiva distancia hasta los principales centros de consumo (plantas térmicas y grandes industrias) que se localizan en las regiones orientales y meridionales. Con una distancia media de 555 kilómetros por tonelada (APERC, 2004a), el ferrocarril se convierte en un factor decisivo para garantizar el suministro a costes asequibles, de modo que las notorias deficiencias que presenta ese medio de transporte se convierten en cuellos de botella que retrasan las entregas, empeoran la mercancía y elevan los precios de las plantas térmicas y otras industrias que utilizan ese recurso.

años del nivel de producción actual. Según los datos oficiales la cifra de reservas se triplican, hasta 334 mil millones de Tm, si bien es dudosa la viabilidad técnica de la extracción y la rentabilidad económica de una parte considerable de esos recursos.

Sin embargo, el problema más importante que se cierne sobre el uso del carbón es la contaminación ya que es el principal responsable de los peligrosos niveles alcanzados, en particular a través de su combustión en las térmicas. Las propias autoridades insisten en la necesidad de desarrollar innovaciones tecnológicas que reduzcan considerablemente las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes³⁹, pero mientras no se implementen esos avances sólo caben paliativos de menor calibre (cierre de algunas plantas con índices muy altos) ya que la estrategia energética se sustenta en primera instancia sobre la masiva utilización de ese recurso y no parece que los condicionantes ambientales -pese a su gravedad- vayan a convertirse en un condicionante central de esa estrategia. Siendo así, resultan razonables las previsiones de la APERC (2006), estimando que las emisiones de CO₂ crecerán a una tasa del 7% anual hasta 2010 y las originadas por las plantas térmicas lo harán al 9,6%, de modo que en la siguiente década las emisiones se podrían moderar con tasas en torno al 3%⁴⁰.

Una de las opciones con la que las autoridades pretenden “descarbonizar” la producción eléctrica es el uso del gas natural, aprovechando las ventajas que presentan las centrales de ciclo combinado y la posibilidad de aumentar la capacidad de co-generación simultánea de electricidad y calor. Las ventajas tanto de índole técnico-económica como ambiental por parte del gas natural son apreciables (APERC, 2004; IEA, 2002; ERI, 2003) en términos de eficiencia productiva (por encima del 50% frente a 35% del carbón), calidad calorífica, rapidez en la construcción de plantas y menor impacto ambiental (nulo en SO₂ y reducido en CO₂ y NO_x)⁴¹. Pero, al mismo tiempo, el gas

³⁹ Lo cual se relaciona con el desembolso de grandes inversiones y a la solución de problemas técnicos todavía no resueltos en la captura, tratamiento y almacenamiento del CO₂, presentándose distintas alternativas: *i*) gasificar el carbón antes de su combustión, *ii*) separar los gases resultantes de la combustión, *iii*) quemar oxígeno puro (oxicombustión) que no se traslada a la atmósfera, *iv*) almacenar en lugares geológicos (por ejemplo, en yacimientos petrolíferos), *v*) encontrar otras posibilidades para reciclar los residuos de la combustión.

⁴⁰ En cifras absolutas, las emisiones de CO₂ por actividades energéticas pasarían de 3.128 millones de Tm en 2004 a 5.508 millones en 2.010 y 7.370 millones en 2.020. También Pan (2004) cifra en 5 mil millones las emisiones en 2010 y cercanas a 7 mil millones las previsibles para 2.020. Las plantas térmicas elevarían su cuota de responsabilidad en esas emisiones desde el 48% actual hasta el 56% en 2010 y el 58% en 2020. Paralelamente, las emisiones de SO₂ podrían pasar de 27,2 millones de Tm en 2000 a 40,7 en 2010 y a 57,4 en 2020, mientras que las de NO_x lo harían de 19,9 millones de Tm. a 34,2 y a 49,8 millones (Pan 2004).

⁴¹ Según ERI (2003), las emisiones de CO₂ en plantas que utilizan gas natural son de 174 gramos por kilovatio hora frente 833

presenta una gran desventaja respecto al carbón en términos de costes, además de que su mayor utilización conlleva la necesidad de realizar importaciones y, por tanto, aumenta la dependencia externa. Siendo así, la capacidad de sustitución que presenta el gas natural dependerá fundamentalmente de la decisión administrativa que tomen las autoridades para estimular una sustitución (limitada y paulatina) mediante precios subvencionados e importaciones programadas⁴². Desde ese criterio administrativo se ha decidido la construcción de 23 plantas de ciclo combinado con una capacidad de 20 GW, que estarán ubicadas en las regiones orientales del país.

Las otras opciones dependen del empleo de energías no fósiles para generar electricidad. En 2004, esas energías representaban el 26% de la capacidad instalada (102 GW) y aportaban el 18,5% de la producción (406 TWh). Por un lado, se trata del parque nuclear, instalado en 9 unidades asentadas en las regiones orientales, con una capacidad de 7 GW y una producción de 50,5 TWh. Adicionalmente, desde ese año han entrado en funcionamiento otras dos unidades, situadas en las mismas zonas -aportando una capacidad de 2,2 GW-, y se hallan en proceso de construcción otras 6 plantas que suman una capacidad de 4,4 GW⁴³, estando en distintas fases de trámite previo muchos proyectos más aunque se desconoce todavía su viabilidad técnica y financiera. Por tanto, en 2010 estarán en activo alrededor de 10 GW de capacidad termo-nuclear y a un plazo mayor, hacia 2020, las estimaciones de los diferentes organismos oscilan entre 25 y 30

en el caso del carbón, mientras que en NOx son de 0,3 gr/KWh frente a 2,6 cuando se utiliza carbón.

⁴² Según APERC (2005), frente a los 274 dólares por tep del fuel y los 194 del gas natural, el precio del carbón se situaba en 53 \$/tep. Según Hang y Tu (2007), citando el trabajo en chino de Zang (2005), los precios internos de los combustibles son muy inferiores a los vigentes a escala internacional y existe una distorsión de los precios relativos, ya que la relación entre el precio por unidad entre el carbón y el petróleo es de 1 a 4 (1 a 1,5 a nivel internacional) y entre el gas natural y el petróleo es 0,4 a 1 (1,05 a 1 a nivel internacional), de modo que la relación carbón-gas es de 1 a 1,6. Sin embargo, otras informaciones elevan considerablemente esa diferencia entre ambos precios.

⁴³ Cinco reactores están instalados en Zhejiang y otros 4 en Guangdong. Estos son de gran tamaño (1000 MW) y del tipo PWR (agua ligera a presión) con tecnología francesa, mientras que aquéllos son de menor dimensión (300, 640, 640, 730, y 730 MW), tres de ellos de tipo PWR y los otros dos de tipo PHWR-Candú, de tecnología canadiense. Los dos que han entrado en funcionamiento en 2005 se hallan en Jiangsu, tienen capacidades de 1.100 MW y son tipo VVER, con tecnología rusa. De los seis que están en construcción, cuatro se localizan en Zhejiang (dos de 600 MW del tipo Candu y otros dos de 1.000 MW del tipo PWR) y dos en Guangdong, con 1.000 MW cada uno. Fuente: APERC (2004b).

GW, según sean más o menos proclives a la nuclearización.

Por otro lado se encuentra el parque de centrales hidráulicas. Su potencial bruto es inmenso merced a la cuantía de grandes ríos caudalosos (YangTsé, Mekong, Salween, Rojo, Amarillo), de modo que las fuentes oficiales se refieren a cifras de 380, 400 o 670 GW. Sin embargo, una gran parte de ese potencial es de dudosa viabilidad, teniendo presente, además, que una explotación muy intensiva de los ríos acentuaría los graves problemas respecto al agua (contaminación y escasez) que ya presentan varias regiones. La capacidad que actualmente se explota es de 94 GW y la producción se eleva a 353 TWh, estando garantizada su rápida expansión a través de proyectos monumentales como la gran presa de las "Tres gargantas" sobre el YangTsé, con una capacidad de 18,3 GW (distribuida en 26 generadores de 700 MW) y otros 25 generadores instalados en varios ríos, con una capacidad de 16 GW. Por tanto, se están construyendo 35 GW que entrarán en funcionamiento antes de 2010, a la vez que tendrían que retirarse no menos de 5 GW por tratarse de centrales pequeñas muy ineficientes. A un plazo mayor, los proyectos en estudio sitúan la capacidad hidráulica en cifras que podrían triplicar en 2030 su nivel actual.

Por último, las otras energías renovables presentan una escasa implantación, con sólo 5 GW de capacidad, de los cuales la mayor parte son pequeñas plantas hidráulicas y el resto instalaciones eólicas, si bien aunque parece firme el propósito del gobierno de impulsar la obtención de energía eléctrica a través de plantas eólicas, solares y basadas en biomasas. Los datos apuntan a que las mayores posibilidades recaen en la energía eólica (Cheri y Kentish, 2007; APERC, 2004), que en el plazo de dos décadas podría contar con una capacidad instalada próxima a los 20 GW. En los próximos años el límite conjunto de estas fuentes renovables parece situarse en torno a los 8 GW.

En resumen, el rápido crecimiento de la producción eléctrica resulta necesario para atender las demandas finales de la industria, los hogares y algunos servicios, pero exige un gran esfuerzo inversor⁴⁴ cuyo primer paso consiste

⁴⁴ Las proyecciones de la IEA, la APERC y otros organismos coinciden en señalar que el sector eléctrico absorbe alrededor de las tres cuartas partes del volumen de inversiones destinado al desarrollo de las actividades energéticas. Según las estimaciones de la IEA (2003) para el periodo de 2001-2030 el sector eléctrico

en aumentar la capacidad instalada hasta 2010 en unos 180 GW, esto es, un 45% mayor que la existente en 2004. Ese incremento tendrá que basarse fundamentalmente en la construcción de plantas térmicas que utilizan carbón (105 GW) y se complementará con las aportaciones -de menor magnitud- de plantas de gas natural (20 GW), hidroeléctricas (35 GW), nucleares (12 GW) y renovables (8 GW), procediéndose a la vez a la retirada de las instalaciones con bajos rendimientos. Así pues, la capacidad disponible en 2010 superará los 500 GW y presentará un mix algo más diverso, con una cierta sustitución de carbón -que reduciría su cuota relativa en seis puntos- por gas natural, energía nuclear y renovables, aunque seguiría aportando el 60% del combustible eléctrico. La producción hidráulica se mantendría como segundo recurso, en torno al 23%, ganarían presencia (todavía modesta) el gas, la nuclear y la eólica, permaneciendo en niveles muy reducidos la aportación del fuel oil y otros derivados de petróleo.

d) Viabilidad del Gas Natural como fuente emergente

La presencia casi testimonial del gas natural irá dando paso a una contribución más relevante tanto en la generación de electricidad como en el consumo final de energía de la industria y de los hogares urbanos (APERC 2003, 2006; BEEC, 2004; Kambara y Howe, 2007; Miyamoto e Ishiguro, 2006; Rosen y Houser, 2007; Xiucheng y Logan, 2002). El dilema consiste en delimitar si dispone de una amplia capacidad para llevar a cabo la sustitución del carbón en las plantas térmicas y, a la vez, atender al aumento de los consumos, o bien sus posibilidades son menores y afrontan el riesgo de acentuar la dependencia energética externa.

Las reservas probadas parecen importantes si se las compara con el nivel de producción actual, pues la ratio es de 47 años, pero esa comparación resulta engañosa en la medida en que ese nivel de producción es muy reducido (47 mil millones de metros cúbicos). Según BP (2006), las reservas probadas han ido aumentando desde 1980 (0,7 billones de m³) hasta alcanzar los 2,35 billones de m³, equivalentes

requiere un nivel de inversiones equivalente al 2% PIB, destinadas principalmente a la construcción de nuevas capacidades productivas (40% del total), a la red de distribución (40%) y a la transmisión (20%). Actualmente, hay 7 millones de hogares rurales (el 3,5% población) sin acceso a fluido eléctrico y otros 23 millones habitan en regiones que siguen desconectadas de las dos grandes redes nacionales.

al 1,4% mundial⁴⁵. La modesta producción actual está centrada en las cuencas de Sichuan (11,7 mil millones de m³) y Tarim (5,7 mil millones), seguidas de Ordos y de la extracción offshore, y podría ampliarse hasta 70 mil millones de m³ en 2010, si se intensifica la explotación de los yacimientos de Tarim. Ese objetivo significaría un incremento del 6,5% anual durante el sexenio 2005-2010, pero seguiría representando una cifra bastante modesta.

Las ventajas del gas natural resultan evidentes, tanto las ya mencionadas como sustitutivo del carbón en las plantas térmicas, como en los consumos finales realizados en la industria (principalmente en la química-petroquímica), merced a su alto valor calorífico y a su reducido impacto ambiental, así como para usos domésticos en cocinas y calefacciones (Locatelli y Martin-Amouroux.. 2005; Xiucheng y Logan, 2002). Pero también presenta diversos problemas. En primer lugar, como se ha señalado, sus precios actuales no son competitivos con los del carbón. En segundo lugar, requiere la construcción de un sistema de transporte a larga distancia que ahora no existe, puesto que su pequeña red actual tiene un alcance limitado para distribuir combustible en las mismas provincias en las que se extrae o bien en las colindantes⁴⁶: La creación de esa red supone costes y plazos de construcción. El principal reto es la construcción del gasoducto que cruza el país de Oeste a Este, desde Xinjiang hasta la costa del Pacífico y Beijing, cuya primera fase concluyó en 2005 con un trazado de 2.600 kilómetros que une la cuenca de Tarim con la de Ordos transportando 12 mil millones de m³ ampliables hasta 20 mil millones. La segunda fase tendrá una extensión de 1.600 kilómetros hasta Shanghai, disponiendo de redes de conexión con las provincias meridionales y con Beijing y las regiones del norte, permitiendo el transporte de un total de 32 mil millones m³ a través de 4.200 Km.

⁴⁵ Los datos oficiales (NBS) las elevan hasta 2,8 billones. Las principales reservas se encuentran en Xinjiang (Tarim 0,6 billones), Shaanxi (Ordos, 0,55), Sichuan (0,4), Inner Mongolia (0,4) y Qinghai (Qaidam, 0,2). Fuente: Kambara y Howe (2007).

⁴⁶ El gas de Sichuan se distribuye en la provincia y se extiende sólo a la de Hubei, pretendiendo que en el futuro llegue a Shanghai. El gas de Daqing y Liaohe sólo alcanza a las regiones del nordeste y a Beijing. El de Ordos extiende sus tuberías hacia Beijing y el que se extrae offshore en el Mar de China se traslada por gasoductos, el del Este a Shanghai, el del Sur a Hong Kong y el de la cuenca de Bohai: a Taijin. El gas extraído en las cuencas de Tarim y de Qaidam quedaba al margen de los principales centros de consumo.

En tercer lugar, si se incrementara ampliamente su consumo sería necesario que se importara una parte de ese nuevo gas natural, ya que antes se ha hecho referencia al limitado margen que existe para aumentar la producción en los próximos años (Kambara y Howe, 2007; Bous-sena et al, 2006; Andrew-Speed, 2004). La apuesta inicial del gobierno consiste en comprar gas licuado en Australia e Indonesia, pero si las importaciones adquieren un mayor volumen esa apuesta tendría costes bastante elevados porque requeriría disponer de mayores infraestructuras (cargueros de transporte, terminales de recepción, centros de regasificación, nuevas redes de distribución)⁴⁷. Una apuesta alternativa, actualmente en debate, es la de realizar las importaciones a través de la extensión de los gasoductos de los países vecinos que son productores de este combustible, es decir, Rusia, Kazajstán y Turkmenistán a través del anterior. Cualquiera de las opciones acarrea costes, requiere tiempo y está sometida a la incertidumbre de la inestable evolución de los precios internacionales del gas.

Así pues, considerando esas dificultades parece razonable esperar una rápida expansión del gas natural (producción y consumo) desde sus modestas cifras actuales hasta adquirir una presencia que ya no sea testimonial; sin embargo, está fuera de la realidad cualquier previsión que suponga un lugar estelar de este combustible en el transcurso de la presente década, e incluso de la siguiente. Los tres problemas mencionados exigen que se cualifique de forma adecuada la utilización de este combustible porque no se dispone de reservas abundantes, sus costes son relativamente altos y su abastecimiento desde el exterior exige decisiones estratégicas de largo plazo para determinar cuáles son los proveedores y que vía de transporte se utiliza.

En primera instancia, su consumo aumentará en las plantas térmicas, también en cogeneración, como *feedstock* en la industria petroquímica, siendo más incierto el margen que tendrá para que se amplíe su consumo en otras industrias y en el sector residencial. Por ello apuestan ciertas previsiones (IEA, 2003; Kambara y Howe, 2007) que proponen cifras muy elevadas y que, consecuentemente, elevan la

⁴⁷ De hecho, esas primeras compras de gas licuado suponen la construcción de tres terminales portuarias (dos en Guandong y una en Fujian hasta 2010 con capacidad para recibir 13,8 mil millones de m³; 3 mil millones en una primera fase, 5-6 mil millones en una segunda hasta completar el total en una fase posterior.

magnitud de las importaciones, ya que sí hay consenso en que la producción tiene un margen de crecimiento hasta 2010 que no supera los 70-75 mil millones de metros cúbicos. Los datos oficiales y otros (Boussena et al, 2006) estiman que la contribución del gas a la demanda total de energía privaría podría elevarse desde el 2,4% en 2004 hasta el 6-7% en 2010, mientras que otros cálculos (APERC, 2006) reducen esa estimación a un porcentaje (4%) que parece más realista teniendo en cuenta las consideraciones expuestas.

e) Intensidad de petróleo, capacidad de las refinerías y creciente dependencia exterior

Parece que no suscitan dudas varios hechos concernientes al petróleo: su producción no puede aumentar de forma significativa, su participación como combustible en la generación de electricidad seguirá siendo mínima, pero el consumo de derivados de petróleo aumentará con rapidez en los sectores finales de modo que también lo harán las importaciones (Kambara y Howe, 2007; APERC, 2006; Locatelli y Martin-Amourox, 2005; Nöel y Meidan, 2005; Skeer y Wang, 2007; Bousseau y Godement, 2006; Dorian, 2005). El dilema estriba en calibrar si la expansión de ese consumo final puede conducir a una cuantía desmesurada de importaciones, que acentúe gravemente la vulnerabilidad del país ante el exterior, o bien si el grado de dependencia externa se puede mantener en unos márgenes que sean compatibles con la política de seguridad nacional.

Las reservas probadas son reducidas y apenas han crecido durante las últimas décadas, cifrándose en unos 2,2 mil millones de toneladas, que equivalen al 1,3% de las reservas mundiales de crudo y a unos 12 años del nivel de producción actual⁴⁸. La producción ha venido aumentando con lentitud, desde 138 millones de toneladas registrados en 1990 a 183 millones en 2004. Los principales yacimientos históricos (Daqing, Liaohe, Sengli) alcanzaron sus cotas máximas en la primera mitad en los noventa y se encuentran en franco declive, mientras que las cuencas que cobran presencia -situadas en zonas occidentales, en el este y el

⁴⁸ La agencia estadounidense EIA (2006) las sitúa en 2,5 mil millones de Tm y Boussena et al. (2006) las elevan a 3,7 mil millones, mientras que Kambara y Howe (2007) se refieren a un potencial máximo de 4,5 mil millones de barriles, pero sin especificar qué (gran) parte de esas reservas son de difícil extracción o bien implican costes que impiden su posible explotación rentable. Los principales yacimientos se encuentran en el nordeste (Heilongjiang), el centro (Xinjiang) y offshore en el Mar de la China.

sur del Mar de la China y en la cuenca de Bohai- tienen niveles de producción inferiores a los que alcanzaron aquellos centros históricos (Kambara y Howe, 2007)⁴⁹. Por añadidura, la capacidad de transporte del crudo es reducida y sólo una cuarta parte se realiza por oleoductos; el resto se traslada por ferrocarril, cuyas debilidades se convierten en un cuello de botella adicional para la producción de crudo. De forma unánime, las proyecciones apuntan a un lento crecimiento de esa producción, no superior al 1,5% anual, y, en consecuencia, a un descenso de su participación en la producción de energías primarias, hasta caer seguramente por debajo del 10% en los próximos años (Kambara y Howe, 2007; APERC, 2006; Locatelli y Martin-Amourox, 2005; Noël y Meidan, 2005).

Por lo tanto, el incremento que experimente la demanda de petróleo tendrá que ser atendido mayoritariamente a través de las importaciones, elevando con celeridad la dependencia externa que en 2004, con 122 millones de toneladas importadas, se situaba en el 40%. Si como se ha expuesto en el epígrafe b de este apartado, el aumento del consumo final de derivados de petróleo (destinado en su mayor parte a la industria y el transporte) se incrementa en unos 140 millones de toneladas hasta 2010, suponiendo con bastante certidumbre que se mantiene estable la pequeña participación de fuel en las plantas térmicas, la producción de crudos sólo podría aportar 10-15 millones de Tm, de modo que las importaciones se incrementarían en 125-130 millones, hasta superar los 250 millones en 2010. Esta cifra representaría el 60% de la demanda interna, elevando la dependencia externa en casi unos veinte puntos durante el intervalo 2004-2010⁵⁰.

⁴⁹ Actualmente el 85% de la producción procede de zonas continentales (155 millones de toneladas) y el 15% de offshore (Kambara y Howe, 2007). La producción de Daqing, en el nordeste, alcanzó sus máximos entre 1985-95 con 55 millones de toneladas, que suponían el 40-45% del total nacional, mientras que ahora con 45 millones aporta aproximadamente el 25%. Lo mismo sucede con la producción de Liaohe (13 millones, en la misma región, y con la de Changqing (9 millones), en el centro, así como en el segundo centro histórico, Sengli, que alcanzó su cota máxima en 1990 con 33,5 millones y ahora produce 27 millones de toneladas. Las zonas en ascenso son las de Xingjiang (11 millones), Yanchang (8 millones), Tarim (6 millones) y Turfan-Harim (millones). Según Kambara y Howe (2007), la producción conjunta de las tres grandes zonas históricas (Daqing, Sengli y Liaohe) caerá entre 2004 y 2010 desde 76 a 55 millones.

⁵⁰ Estos datos se aproximan a los de Boussea et al (2006), que para 2010 estiman unas importaciones de 225 millones con una demanda de 480 millones, es decir una dependencia del 55%, mientras que la IEA (2004) sitúa la cifra de importaciones en 294 millones y la dependencia en el 57%. Por su parte, la APERC (2006) cifra el aumento de la producción en 18 millones

El proceso tendrá que repetirse de manera inexorable con posterioridad, ya que la débil producción disponible da lugar a que el incremento de la demanda interna derive en una dependencia externa cada vez mayor.

Además de generar mayores exigencias para el transporte (cargueros oceánicos y tuberías terrestres) que exigen esas importaciones, el futuro del petróleo se topa con otro problema de indudable gravedad que es la situación del parque de refinerías (Kambara y Howe, 2007; Yamaguchi et al 2002; Zhao y Wu, 2002; Rosen y Houser, 2007). La creciente demanda de derivados pone de relieve tres exigencias importantes: la construcción de nuevas refinerías para ampliar la capacidad de procesamiento de crudos, la modernización de las plantas existentes para mejorar la eficiencia y la calidad de los derivados y la modificación de la estructura de refino para corregir los desajustes actuales entre la producción y la demanda de productos petrolíferos. Tras el cierre de casi doscientas pequeñas plantas en 2000 (con una pérdida de apenas 11 millones de toneladas), quedan operativas 82 refinerías pero muy pocas de ellas responden a los estándares internacionales. De hecho, sólo cuatro plantas producen por encima de los 10 millones de toneladas⁵¹ y unas veinte producen entre 5 y 10 millones de toneladas; las demás tienen un tamaño menor y su equipamiento, en términos generales, es deficiente y apenas permite ampliar la profundidad del refino (Kambara y Howe, 2007).

La renovación impulsada por el Xº plan quinquenal fijó en 270 millones de Tm la capacidad instalada en 2005, lo cual se cumplió, y en 350 millones la capacidad a lograr en 2010, siendo previsible que también se cumpla. Si así fuera, la ampliación de la capacidad de refino estaría creciendo a buen ritmo pero sería insuficiente para atender al crecimiento de la demanda, de manera que una parte de las importaciones realizadas sería de productos derivados. En 2004, las importaciones netas de productos refinados era de 30 millones de toneladas, pero si la ampliación de la capacidad de refino resulta insuficiente, las compras netas podrían superar los 80 millones de toneladas en 2010, componiéndose sobre todo de diesel

desde 2002 a 2010, que serían unos 13 millones desde 2004, pero reduce la estimación del aumento de la demanda a 118 millones, de manera que las importaciones serían de unos 100 millones. Lo que nos parece una estimación infravalorada.

⁵¹ Sólo una de las instaladas en Delian alcanza los 22 millones de toneladas. Las otras tres grandes son las de Maoning, Zhenhai y una de las existentes en Shanghai (Kambara y Howe, 2007).

para el transporte, naftas y parafinas para la industria química y gases ligeros de petróleo para la industria y el consumo residencial.

4. Conclusiones: un horizonte que profundiza los rasgos de la transición energética

El análisis realizado en la primera parte del trabajo permite caracterizar los rasgos que presiden la transición del sistema energético chino, destacando la permanencia de cuatro líneas de continuidad con el esquema tradicional de oferta y demanda de energía junto con otras siete líneas de ruptura con dicho esquema. A continuación, en la segunda parte se analiza el estrecho vínculo que existe entre los cambios estructurales que tienen lugar en la fase actual del desarrollo económico y los rasgos de la transición energética. En concreto, la dinámica de desarrollo origina tres factores que determinan en gran medida esos rasgos energéticos: *i)* el fuerte ritmo de crecimiento y la transformación que experimenta la especialización productiva del sector industrial, *ii)* el impulso que cobra el sector de transporte y *iii)* la modificación de las pautas sociales que se derivan del proceso de urbanización y de los nuevos hábitos de consumo.

Esa base analítica permite fundamentar la hipótesis central del trabajo: bajo el supuesto realista de que esos tres factores de la dinámica de desarrollo van a seguir operando a lo largo de la próxima década, seguirán determinando los rasgos que caracterizan actualmente a la transición energética. El corolario de ese planteamiento es que el escenario energético que surge, tras incorporar varios supuestos adicionales, es netamente continuista, de modo que el sistema energético seguirá profundizando su transición a través de los rasgos que ahora le caracterizan.

El efecto expansivo que seguirán jugando los tres factores mencionados podría quedar frenado por una intervención continuada, contundente y eficaz de los poderes públicos, a través de medidas que pudieran reducir drásticamente la ineficiencia energética y las emisiones de gases contaminantes. Sin embargo, en el trabajo se argumentan las razones por las que en el curso de la próxima década no resulta viable llevar a cabo esas medidas drásticas, si-

no apenas ciertos paliativos que sólo contrarrestarán de forma limitada el ritmo acelerado de crecimiento de la demanda energética y el impacto ambiental que determinan los factores expansivos.

Se perfila así un “escenario razonable” en dos fases, cuya primera, hasta 2010, seguiría presidida por una elevada tasa de crecimiento del PIB y, aunque algo menos, de la demanda total de energía primaria. Dicho escenario se concreta a través de la resolución que tengan cinco grandes dilemas a los que se enfrenta la transformación del sistema energético, referidos a: *i)* el margen de mejora de la eficiencia que puede lograrse con medidas viables en el horizonte temporal contemplado; *ii)* el crecimiento que registren los sectores de consumo final y las posibilidades para diversificar las fuentes de las que se abastecen; *iii)* la capacidad de sustitución del consumo que presentan los demás recursos en la generación de energía eléctrica; *iv)* la consistencia de la apuesta que hagan los gobernantes a favor del gas natural como fuente emergente; y *v)* la intensidad que adopte la demanda de petróleo que, junto a las posibilidades de reestructuración del parque de refinerías, definirán el grado de dependencia energética exterior del país.

Surge un horizonte de soluciones probables cuya interrelación da lugar a una conclusión fundamental: el “escenario razonable” muestra un claro sentido continuista con respecto a los rasgos que vienen perfilando la transición energética desde los años noventa. Ese escenario permite vaticinar que en el transcurso de los próximos diez o quince años, se mantendrán tanto las líneas de continuidad como las líneas de ruptura con las que hemos caracterizado la transición del sistema energético.

En primer lugar, el carbón seguirá siendo la columna vertebral de ese sistema, porque es el único recurso nacional abundante y porque su contribución tendrá que seguir siendo decisiva para garantizar el fuerte aumento de la producción de energía eléctrica que requiere el desarrollo económico del país, tanto el sector industrial, como el consumo doméstico y ciertos servicios como los establecimientos comerciales, los servicios sociales o el alumbrado público. En segundo lugar, la industria se mantendrá como el sector de mayor consumo final a gran distancia de los demás sectores, porque su crecimiento y especialización seguirán constituyendo la columna vertebral de la dinámica de desarrollo del país. En tercer lugar,

el consumo de energía por habitante se elevará con cierta rapidez, pero su nivel seguirá reflejando las condiciones de atraso relativo de la economía china con respecto a las más desarrolladas. El único rasgo sobre el que el análisis del trabajo no permite extraer ninguna consecuencia es el impacto de los tres factores sobre el control que ejercen los dirigentes comunistas sobre el sector energético, ya que se trata de una cuestión política cuyos avatares exceden al ámbito económico y energético.

Desde la perspectiva de las líneas de ruptura con el sistema tradicional, el primer impacto, el más directo, que van a seguir ejerciendo los tres factores de impulso será el fuerte ritmo de crecimiento de la demanda de energía primaria. La intensidad energética dispone de un margen realista de descenso merced al efecto que logren conjuntamente las mejoras en la eficiencia, los cambios estructurales de la economía y la creciente utilización de fuentes energéticas de mayor calidad.

La diversificación del consumo final de energía se profundizará tanto desde el punto de vista sectorial como de los recursos utilizados. Como se ha referido, la industria afianzará su posición dominante en ese consumo, pero también elevarán su presencia el transporte y ciertos servicios, en detrimento del sector primario y del residencial, si bien en éste se incrementará la importancia del consumo de los hogares urbanos y caerá el correspondiente a los hogares rurales. Entre los recursos, se acrecienta la demanda final de electricidad y de derivados del petróleo (en menor medida también de gas y de calor), retrocediendo la importancia del

carbón (aunque seguirá ostentando la primacía) y la madera y otros residuos vegetales.

Para responder al incremento de sus respectivas demandas finales, la producción de energía eléctrica y la de derivados de petróleo tendrán que experimentar fuertes incrementos. Ese alto ritmo de crecimiento es el que limita el grado de sustitución del carbón por gas natural, energía nuclear, hidráulica y otros recursos renovables, ya que en el horizonte contemplado las posibilidades productivas de esos recursos no son grandes. La persistencia del carbón como recurso mayoritario en el mix eléctrico junto con la expansión del consumo de derivados determinarán el agravamiento de las emisiones de gases contaminantes.

Por último, la debilidad de la producción de crudos, unida al rápido aumento de la demanda de derivados, dará lugar a un incremento persistente de las importaciones de petróleo, de modo que se elevará considerablemente el grado de dependencia exterior. La insuficiente adecuación de las refinerías para incrementar y mejorar su capacidad de procesamiento supondrá que una parte de esas importaciones sean de productos refinados. Igualmente, la pretensión de incrementar la utilización del gas natural provocará que también este combustible emergente registre desajustes entre la producción y el consumo, lo que comportará mayores compras al exterior. En consecuencia, la creciente dependencia energética acentuará la vulnerabilidad de la economía china frente al exterior, de manera que la garantía del abastecimiento energético ocupará un lugar cada vez más decisivo dentro de la estrategia de seguridad nacional del país.

Referencias bibliográficas

Adams, G., Y. Shachmurove (2007), “Modelling and forecasting energy consumption in China: implications for Chinese energy demand and imports in 2020”, *Energy Economics*, article in press doi:10.1016/j.eneco.2007.02.010.

Aglietta, M., Y. Landy (2007), *La Chine vers la superpuissance*, Economica, París.

Allaire, J. (2005), “L’intensité énergétique de la croissance chinoise. Tendances et enjeux. *Laboratoire d’Économie de la Production et de l’intégration internationales*, LEPII, CNRS-UPMF.

Andrew-Speed, P. (2004), *Energy Policy and Regulation in the People’s Republic of China*, Kluwer Law International, Londres.

Ang, B., N. Lin (2006), “A cross-country analysis of aggregate energy and carbon intensities”, *Energy Policy*, 34, pp. 2398-2404.

APERC (2003), *Energy Investment Outlook for de APEC Region*, APEC, Tokyo.

APERC (2003), *Natural Gas Market Regulation in the APEC Region*, APERC, Tokyo.

APERC (2004a), *Energy in China: Transportation, Electric Power and Fuel Markets*, APERC, Tokyo.

APERC (2004b), *Nuclear Power Generation in the APEC Region*, APERC, Tokyo.

APERC (2005), *Renewable Electricity in the APEC Region*, APERC, Tokyo.

APERC (2006), *Energy Overview*, APERC, Tokyo.

Arruda, M., K.-Y. Li (2004), “Framework of Policies, Institutions in Place to Enable China to Meet its Soaring Oil, Gas Demand”, *Oil & Gas Journal*, 102 (33), 6 de septiembre.

Artus, P. (2006), “L’objectif unique de politique économique de la Chine: croître le plus vite possible”, en P. Artus (dir), *La Chine*, Les Cahiers, 9, Le Cercle des économistes, París.

Austin, A. (2005), “Energy and Power in China: Domestic Regulation and Foreign Policy”, *Research Paper*, *The Foreign Policy Centre*, abril, Londres.

Bai, Ching-En, Chang-Tai, Hsieh, Y. Qian (2006), “The Return to Capital in China”, *Brookings Papers on Economic Activity* 2:2006, The Brookings Institution, Washington.

Beijing Energy Efficiency Centre, BEEC (2004), “China Medium and Long Term Energy Conservation Plan”, National Development and Reform Commission, noviembre, www.beconchina.org.

Boisseau, S., F. Godement (dir) (2005), *Annuaire de l’Asie*, La Documentation Française, París.

Boussena, S. et al. (2006), “La Chine : un nouvel acteur stratégique sur la scène énergétique”, en S. Boussena et al, *Le défi pétrolier*, Vuibert, París, pp. 175-2001.

Bradley, R., M. Yang (2006), “Raising the Profile of Energy Efficiency in China. Case Study of Standby Power Efficiency, IEA, *Focus on Asia Pacific Paper*, octubre.

British Petroleum (2006), *Statistical Review of World Energy*, www.bp.com/centres/energy.

Brockett, D., D. Fridley, J. Lin, J. Lin (2002), “A Tale of Five Cities: The China Residential Energy Consumption Survey”, *ACEEE Summer Study on Building Energy Efficiency*, American Council for an Energy-Efficient Economy, agosto.

Chai, J., K. Roy (2006), *Economic Reform in China and India*, Edward Elgar, Cheltenham.

Cherni, J., J. Kentish (2007), “Renewable energy policy and electricity market reform in China”, *Energy Policy*, 35 (7), pp. 3616-29.

- Chevalier, J.-M. (2006), "Entre la frénésie de la demande d'énergie et les menaces sur l'environnement", P. Artus P. (dir), *La Chine*, Les Cahiers, 9, Le Cercle des économistes, Paris.
- Crompton, P., Y. Wu (2005), "Energy Consumption in China: Past Trends and Future Directions", *Energy Economics*, 27 (1), pp. 195-208.
- Démurger, S., J. D. Sachs, W. Woo, S. Bao, G. Chang, A. Mellinger (2002), "Geography, Economic Policy, and Regional Development in China", *Asian Economic Papers*, 1 (1), pp. 146-197.
- Dorian, J. (2005), *Growing Chinese Energy Demand: Dramatic Global Implications*, Centre for Strategic and International Studies (CSIS), Washington.
- Downs, E. (2004), "The Chinese Energy Security Debate", *China Quarterly*, 177, pp. 23-41.
- Downs, E. (2006), "China", *The Brookings Foreign Policy Studies*, Energy Security Series, décembre.
- Energy Data and Modelling Centre, EDMC (2006), *APEREC Energy Database*, Institute of Energy Economic, Tokyo, www.iej.org.jp/apec.
- Energy Information Administration, EIA (2005), *China*, Country Analysis Brief, July, Washington.
- Energy Information Administration (2006), *International Energy Outlook*, Washington. www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index
- Energy Research Institute of the National Development and Reform Commission, ERI (2003), "China's Sustainable Energy Future Scenarios of Energy and Carbon Emission", *Lawrence Berkeley National Laboratory*, october.
- Fridley, D., J. Sinton, J. Lewis (2003), "Working out the Kinks: Understanding the Fall and Rise of Energy Use in China", *Berkeley National Laboratory*, LBNL-52271, marzo.
- Galli, R. (1998), "The Relationship Between Energy Intensity and Intensity Levels: Forecasting Long Term Energy Demand in Asian Emerging Countries", *The Energy Journal*, 19 (4), pp. 85-105.
- Garbaccio, R., M. Ho, D. Jorgenson (1999), "Why has the energy-output ratio fallen in China", *Energy Journal* 20 (3), pp. 63-91.
- Grubber, A. et al (2007), "Energy transitions", en C. Cleveland (ed.), *Encyclopedia of Earth*, Environmental Information Coalition, National Council for Science and the Environment, Washington, http://www.eoearth.org/article/Energy_transitions.
- Hang, L., M. Tu (2007), "The impacts of energy prices on energy intensity: Evidence from China", *Energy Policy*, 3, pp. 2978-88.
- Heymann, E. (2006), "Environmental Sector China", China Special, Current Issues, *Deutsche Bank Research*, february.
- Hirschhausen, C., M. Andres (2000), "Long-term electricity demand in China – From quantitative to qualitative growth", *Energy Policy*, 28, 231-41.
- IEA (2002), *Developing China's Natural Gas Market. The Energy Policy Challenges*, IEA, Paris.
- IEA (2003a), *World Energy Outlook*, IEA, Paris.
- IEA (2003b), *World Energy Investment Outlook*, IEA, Paris.
- IEA (2006a), *Energy Balances of non-OECD Countries, 1971-2004*, IEA Statistics CD, Paris.
- IEA (2006b), *Oil Information*, IEA Statistics CD, Paris.
- IEA (2006c), *Natural Gas Information*, IEA Statistics CD, Paris.
- IEA (2006d), *China's Power Sector Reform*, IEA, Paris.

- IEA (2006e), *World Energy Outlook*, IEA, Paris.
- Ito, K. (2004), "Asia/World Energy Outlook", *Forum on Research Works, The Institute of Energy Economics*, marzo.
- Jiahua, P., C. Ying, Z. Guiyang, Z. Xingshu (2006), "Understanding China's Energy Policy. Economic Growth and Energy Use, Fuel Diversity, Energy/Carbon Intensity, and International Cooperation", *Working Paper 2006-01, Research Centre for Sustainable Development (RCSD)*, Chinese Academy of Social Sciences (CASS), agosto.
- Jiang, L., B. O'Neill (2005), "Economic Growth, Population Changes and Residential Energy Consumption in China", documento presentado en *XXV International Population Conference*, International Union for the Scientific Study of Population, Tours, Francia, 18-23 julio.
- Jiang, W. (2007), "China's Struggle for Energy Conservation and Diversification", *China Brief*, 7 (3), The Jamestown Foundation.
- Judson, R., R. Schmalensee, M. Stoker (1999), "Economic Development and the Structure of the Demand for Commercial Energy", *The Energy Journal* 20 (2), pp. 29-57.
- Kambara, T. (1992), "The situation in energy China", *China Quarterly*, 131, septiembre, pp. 608-636.
- Kambara, T., Ch. Howe (2007), *China and the Global Energy Crisis. Development and Prospects for China's Oil and Natural Gas*, Edward Elgar, Cheltenham.
- Khan, K. (2005), "China's Energy Dilemma", *CIRJE-F-385 Discussion paper*, U. Denver, octubre.
- Lee, Ch.-Ch., (2005), "Energy Consumption and GDP in Development Countries: A cointegrated Panel Analysis", *Energy Economics*, 27 (3), pp. 415-27.
- Levine, M. (2005), "Energy Efficiency in China: Glorious History, Uncertain Future", *Energy Resource Group*, University California at Berkeley, febrero.
- Li, F. (2002), "Hydropower in China", *Energy Policy*, 30 (14), pp. 1214-49.
- Lin, J. (2002), "Appliance Efficiency Standards and Labeling Programs in China", *Annual Review of Energy and the Environment*, 27, 349-367.
- Lin, J. (2005), "Trends in Energy Efficiency Investment in China and the U.S.", *Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-57691*, junio.
- Lin, J. (2006), "Mitigating Carbon Emissions: the Potential of Improving Efficiency of Household Appliances in China", *Lawrence Berkeley National Laboratory LBNL Report 60973*, julio.
- Lin, J., M. Levine (2006), "Toward 20% Reduction in Energy Intensity by 2010: An exploration in possible scenenarios", Presented at the Energy Foundation's Dialogue Partners meeting, Beijing, June 24-25, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Lin, X. (1996), *China's Energy Strategy. Economic Structure, Technological Choice, and Energy Consumption*, Praeger, London.
- Locatelli, C., J.M. Martin-Amouroux (2005), "L'integration internationale des industries chinoises de l'énergie et ses consequences géopolitiques", *Laboratoire d'Économie de la Production et de l'integration internationales, LEPII*, octubre.
- Lu, X., J. Pan, Y. Chen (2006), "Sustaining Economic Growth in China under Energy and Climate Security Constraints", *China & World Economy*, 14 (6), pp. 85-97.
- Machenaud, H. (2005), "La Chine : bientôt le centre de gravité de l'industrie électrique mondiale", *Revue de l'énergie*, 563, enero-febrero.
- Miyamoto, A., Ch. Ishiguro (2006), "Pricing and Demand for LNG in China : Consistency between LNG and Pipeline Gas in a Fast Growing Market", *Oxford Institute for Energy, NG*, 9, enero.

- National Bureau of Statistics, NBS (2006), *China Statistical Yearbook*, China Statistics Press, Beijing.
- Naughton, B. (2007), *The Chinese Economy: Transitions and Growth*, Cambridge, The MI Press, Mass.
- Ni, Ch. (2006), "Reform in China's Electric Power Industry. A case study of east China Wholesale Electric Power Market", *Institute of Energy Economic*, Tokyo, www.iej.org.jp/apec.
- Noël, P., M. Meidan (2005), L'approvisionnement énergétique de la Chine. Marchés et politiques, *Études de la Documentation Française*, 5223-5224, pp. 43-61.
- Oh, W., K. Lee (2004), "Causal Relationship between Energy Consumption and GDP Revisited", *Energy Economics*, 26 (1) pp. 51-59.
- Oliver, H. (2006), "Reducing China's Thirst for Foreign Oil: Moving towards a Less Oil-dependent Road Transport System", *China Environment Series*, Woodrow Wilson International Center for Scholars.
- Pan, J. (2004), "China's Industrialization and Reduction of Greenhouse Emissions", *China & World Economy*, 12 (3), pp. 15-25.
- Qian, Y., J. Wu (2000), "China's Transition to a Market Economy: How Far across the River?". *Center for Research on Economic Development and Policy Reform, Working Paper 69*, Stanford University.
- Rosen, D., T. Houser (2007), "China Energy. A Guide for the perplexed. China Balance Sheet". Centre for Strategic and International Studies, and Peterson Institute for International Economic, mayo.
- Schipper, L., M. Grubb (2000), "On the rebound? Feedback between energy intensities and energy uses in IEA countries", *Energy Policy* 28, (6-7), pp. 367-88.
- Shiu, A., P.-L. Lam (2004), "Electricity consumption and economic growth in China", *Energy Policy*, 32 (1), pp. 47-54.
- Siegel, J. (2004), "Foreign Involvement in Combined Heat and Power in China: Policies and Successes", *Energy Resources International, ERI 3049-0401*.
- Sinton, J., D. Fridley (2000), What Goes Up: Recent Trends in China's Energy Consumption, *Energy Policy*, 28 (10), pp. 671-687.
- Sinton, J., D. Fridley (2002), "Guide to China's Energy Statistics", *The Journal of Energy Literature*, 8 (1). pp. 20-35.
- Sinton, J., D. Fridley (2003), "Comments on Recent Energy Statistics from China", *Berkeley National Laboratory, LBNL, 53856*, octubre.
- Sinton, J., M. Levine (1994), "Changing energy intensity in chinese industry. The relative importance of structural shift and intensity change", *Energy Policy*, 22 (3), pp. 239-255.
- Sinton, J., M. Levine, Q. Wang (1998), "Energy Efficiency in China: Accomplishment and Challenges", *Energy Policy*, 26 (11), pp. 813-29.
- Sinton, J., R. Stern, N. Adam, M. Levine (2005), "Evaluation of China's Energy Strategy Options", *Berkeley National Laboratory, LBNL 56609*, mayo.
- Skeer, J., Y. Wang (2007), "China on the move: oil price explosion?", *Energy Policy*, 35, p 678-691.
- Soytas, U., R. Sari (2003), "Energy Consumption and GDP: causality relationship in G-7 countries and emerging markets", *Energy Economics*, 25, pp. 33-37.
- Wang, Y. (2006), "China's Energy Efficiency Policy in Industry. Paper presented at the "Marking Together to Respond to Climate Change", *Annex I Expert Group Seminar in Conjunction with the OECD Global Forum on Sustainable Development*, París, 27-28 marzo.
- Xiucheng, D., J. Logan (2002), "Expanding Natural Gas Use in China", *Advanced International Studies Unit*, abril.

Yamaguchi, N., D. Fridley, K. Xiaoming (2002), "Improving Transport Fuel Quality in China: Implications for the Refining Sector", *Lawrence Berkeley National Laboratory*, 50681, agosto.

Zhang, Q. (2004), "Residential energy consumption in China and its Comparison with Japan, Canada, and USA", *Energy and Buildings*, vol. 36, n° 12, 1217-1225.

Zhang, Y. (2006), "China's 11th Five-Year Guidelines with a Focus on Energy Policy", Institute of Energy Economic, Tokyo, www.iej.org.jp/apec.

Zhang, Z. (1998), *The Economics of Energy Policy in China*, Edward Elgar, Cheltenham.

Zhang, Z. (2003), Why Did the Energy Intensity Fall in China's Industrial Sector in the 1990s? The Relative Importance of Structural Change and Intensity Change, *Energy Economics* 25 (6), pp. 625-38.

Zhao, X., Y. Wu (2007), "Determinants of China's energy imports: An empirical analysis", *Energy Policy*, 35 (8), pp. 4235-4246.

Zhiyong, H., W. Yiming, F. Ying (2004), "Research on change features of Chinese energy intensity and economic structure", *Application of Statistics and Management*, 11.

Últimos títulos publicados

DOCUMENTOS DE TRABAJO “EL VALOR ECONÓMICO DEL ESPAÑOL”

- DT 07/07 Carrera, Miguel; Bonete, Rafael; Muñoz de Bustillo, Rafael: *El programa ERASMUS en el marco del valor económico de la Enseñanza del Español como Lengua Extranjera.*
- DT 06/07 Criado, María Jesús: *Inmigración y población latina en los Estados Unidos: un perfil socio-demográfico.*
- DT 05/07 Gutiérrez, Rodolfo: *Lengua, migraciones y mercado de trabajo.*
- DT 04/07 Quirós Romero, Cipriano; Crespo Galán, Jorge: *Sociedad de la Información y presencia del español en Internet.*
- DT 03/06 Moreno Fernández, Francisco; Otero Roth, Jaime: *Demografía de la lengua española.*
- DT 02/06 Alonso, José Antonio: *Naturaleza económica de la lengua.*
- DT 01/06 Jiménez, Juan Carlos: *La Economía de la lengua: una visión de conjunto.*

WORKING PAPERS

- WP 05/07 Palazuelos, Enrique; García, Clara: *La transición energética en China.*
- WP 04/07 Palazuelos, Enrique: *Dinámica macroeconómica de Estados Unidos: ¿Transición entre dos recesiones?*
- WP 03/07 Angulo, Gloria: *Opinión pública, participación ciudadana y política de cooperación en España.*
- WP 02/07 Luengo, Fernando; Álvarez, Ignacio: *Integración comercial y dinámica económica: España ante el reto de la ampliación.*
- WP 01/07 Álvarez, Isabel; Magaña, Gerardo: *ICT and Cross-Country Comparisons: A proposal of a new composite index.*
- WP 05/06 Schünemann, Julia: *Cooperación interregional e interregionalismo: una aproximación social-constructivista.*
- WP 04/06 Kruijt, Dirk: *América Latina. Democracia, pobreza y violencia: Viejos y nuevos actores.*
- WP 03/06 Donoso, Vicente; Martín, Víctor: *Exportaciones y crecimiento en España (1980-2004): Cointegración y simulación de Montecarlo.*
- WP 02/06 García Sánchez, Antonio; Molero, José: *Innovación en servicios en la UE: Una aproximación a la densidad de innovación y la importancia económica de los innovadores a partir de los datos agregados de la CIS3.*
- WP 01/06 Briscoe, Ivan: *Debt crises, political change and the state in the developing world.*
- WP 06/05 Palazuelos, Enrique: *Fases del crecimiento económico de los países de la Unión Europea-15.*
- WP 05/05 Leyra, Begoña: *Trabajo infantil femenino: Las niñas en las calles de la Ciudad de México.*
- WP 04/05 Álvarez, Isabel; Fonfría, Antonio; Marín Raquel: *The role of networking in the competitiveness profile of Spanish firms.*

- WP 03/05** Kausch, Kristina; Barreñada, Isaías: *Alliance of Civilizations. International Security and Cosmopolitan Democracy.*
- WP 02/05** Sastre, Luis: *An alternative model for the trade balance of countries with open economies: the Spanish case.*
- WP 01/05** Díaz de la Guardia, Carlos; Molero, José; Valadez, Patricia: *International competitiveness in services in some European countries: Basic facts and a preliminary attempt of interpretation.*
- WP 03/04** Angulo, Gloria: *La opinión pública española y la ayuda al desarrollo.*
- WP 02/04** Freres, Christian; Mold, Andrew: *European Union trade policy and the poor. Towards improving the poverty impact of the GSP in Latin America.*
- WP 01/04** Álvarez, Isabel; Molero, José: *Technology and the generation of international knowledge spillovers. An application to Spanish manufacturing firms.*

POLICY PAPERS

- PP 03/07** Guimón, José: *Government strategies to attract R&D-intensive FDI.*
- PP 02/07** Czaplińska, Agata: *Building public support for development cooperation.*
- PP 01/07** Martínez, Ignacio: *La cooperación de las ONGD españolas en Perú: hacia una acción más estratégica.*
- PP 02/06** Ruiz Sandoval, Erika: *Latinoamericanos con destino a Europa: Migración, remesas y codesarrollo como temas emergentes en la relación UE-AL.*
- PP 01/06** Freres, Christian; Sanahuja, José Antonio: *Hacia una nueva estrategia en las relaciones Unión Europea – América Latina.*
- PP 04/05** Manalo, Rosario; Reyes, Melanie: *The MDGs: Boon or bane for gender equality and women's rights?*
- PP 03/05** Fernández, Rafael: *Irlanda y Finlandia: dos modelos de especialización en tecnologías avanzadas.*
- PP 02/05** Alonso, José Antonio; Garcimartín, Carlos: *Apertura comercial y estrategia de desarrollo.*
- PP 01/05** Lorente, Maite: *Diálogos entre culturas: una reflexión sobre feminismo, género, desarrollo y mujeres indígenas kichwuas.*
- PP 02/04** Álvarez, Isabel: *La política europea de I+D: Situación actual y perspectivas.*
- PP 01/04** Alonso, José Antonio; Lozano, Liliana; Prialé, María Ángela: *La cooperación cultural española: Más allá de la promoción exterior.*