

La era de la escasez

Marcelo Martínez Mosquera

A escala mundial, la cuestión energética plantea un duro desafío. Se avecinan tiempos de escasez y de precios cada vez más altos. Nuestro estilo de vida está cambiando y va a seguir cambiando. Será un cambio ordenado si los responsables en el orden mundial reaccionan a tiempo. Será un cambio caótico si, como hasta ahora, los hechos llevan la delantera y las decisiones se toman cuando ya es demasiado tarde. El presente ensayo parte de relevar el presente de cada una de las distintas fuentes de energía disponibles y las dificultades que encuentran y encontrarán, a medida que pase el tiempo, para ayudarse mutuamente en sostener una oferta a la altura del nivel de demanda.

Se aborda la problemática del petróleo, el gas natural, el carbón, la energía nuclear y los renovables, explicando a partir de ejercicios comparativos que la solución al alcance no es una bala de plata. La situación argentina merece un análisis específico, por las características particulares de nuestra matriz de consumos y su tabla de precios relativos. Las conclusiones, de alcances globales, llegan en forma de opciones breves y concretas. Hay que desarrollar cada fuente en su justa medida, en un marco de ahorro y eficiencia. Tales hechos llegarán por la vía de los mayores precios que se avecinan, pero también por la vía de necesarias e impostergables regulaciones ad hoc en cada uno de los países protagonistas del contexto mundial.

Marcelo Martínez Mosquera es Ingeniero Industrial (Universidad de Buenos Aires) y Master of Science in Management (Universidad de Stanford). Ex Vicepresidente Ejecutivo de la División Energía de la Organización Techint. En la actualidad es miembro del Directorio de Tecpetrol S.A. y de Tecgas S.A y Presidente del Departamento de Infraestructura de la Unión Industrial Argentina.

Este Ensayo fue publicado en septiembre de 2007. Las conclusiones del trabajo tienen hoy plena vigencia.



1. La energía en el mundo

Para crecer, el mundo necesita energía. Así ha sido y así será. El petróleo dinamizó el siglo XX pero ya no puede ser el motor del siglo XXI. Sus posibles reemplazantes enfrentan problemas varios, sean de precio, de daños ambientales, de logística o de escala. Ha comenzado la era de la escasez. La crisis ya está entre nosotros y la solución no es simple. No hay una "bala de plata" a nuestro alcance.

Me tocó en suerte iniciar mi carrera entre petróleo y gas, primero como proveedor de tubos para pozos petroleros, desde Tenaris, y posteriormente como CEO de Tecpetrol, compañía de exploración y producción, ambas del Grupo Techint. Sé, por experiencia directa, que los yacimientos declinan. Un día el petróleo se termina. Esa verificación al pie del pozo me empujó a intentar entender el escenario macro, tanto de petróleo y gas como del resto de las fuentes energéticas. Traduciendo mis posteriores investigaciones, puedo afirmar que ninguna de ellas está en condiciones, actuales o futuras, de brindar una alternativa fácil al problema.

La solución pasa por acciones complejas en cada una de las fuentes de energía disponibles. Acciones, en muchos casos, contrarias a la *opinión pública.* La solución pasa por precios cada vez más elevados de la canasta energética. La solución pasa por ahorro y eficiencia, con un razonable pero no siempre deseado cambio en nuestro estilo de vida. La solución pasa por compatibilizar los posibles daños ambientales con nuestras necesidades energéticas.

La energía en general

El producto bruto mundial se incrementó los últimos cinco años a una tasa promedio del 4,5% anual. En paralelo, hubo un crecimiento de la demanda energética de 3,0%, representando una elasticidad promedio de 0,67 aproximadamente (resultado de promediar elasticidades menores en el mundo desarrollado y mayores en el resto).

En términos simples, el mundo utiliza la energía para:

Transporte	20%
Industria	21%
Residencial	25%
Electricidad	34%
Total	**100%**

Fuente: EIA WEO 2004

■ La electricidad aparece como un uso pues facilita el análisis y la discusión. Obviamente el destino obligado de la electricidad termina siendo una de las otras categorías.

En términos simples, las fuentes de energía en la matriz mundial son:

Petróleo	36%
Gas Natural	23%
Carbón	28%
Nuclear	6%
Renovables	7%
Total	**100%**
Fuente: BP Statistical Review of World 2007	

- Se incluye hidroelectricidad dentro de renovables (siendo aproximadamente 6%), dejando sólo un 1% para biocombustibles, eólica, solar y otras.
- Se elimina del análisis la biomasa (leña, residuos).

Corto plazo versus largo plazo

A quince años o más, la mayor parte de las energías que usamos actualmente son intercambiables, siempre y cuando se realicen las modificaciones de infraestructura pertinentes. Por ejemplo, en lugar de nafta o gasoil en los vehículos podremos utilizar biocombustibles o, incluso, electricidad. La calefacción o la cocina de nuestras casas podrán funcionar a energía solar, gas natural, electricidad o fuel oil. Y así sucesivamente.

No es lo mismo en el corto plazo. Por esta razón es que, al hablar de energía, debemos ocuparnos necesariamente del corto y del largo plazo. Aunque ello no significa que existan soluciones fáciles para ninguno de los dos. Todo lo contrario. La única diferencia es que el corto plazo ya nos alcanzó. En el corto, el petróleo y sus derivados, la nafta y el gasoil, viven ya su manifiesta crisis, tanto de cantidad como de precio, sin soluciones a la vista.

En cambio, respecto al largo plazo tenemos todavía la posibilidad de encontrar el camino menos doloroso. Todavía es posible encontrar soluciones, pero si se reacciona ya.

La dudosa validez de las proyecciones

Si en los últimos cinco años la demanda energética mundial creció un 3% anual podríamos estimar a futuro una tasa de crecimiento similar, teniendo en cuenta principalmente que la mayor demanda vendrá de los denominados países emergentes. Está claro que la recesión sería una *solución* al problema energético mundial, pero está claro también que no es la solución deseada. Vislumbramos un mundo en crecimiento, empujado como en los últimos años por el Sudeste Asiático, China e India en especial.

Ahora bien, ¿con qué fuente de energía alimentamos este crecimiento? Lo más simple parece ser que cada una de las fuentes aporte un 3% anual de incremento y solucionado está el tema para bien de nuestro futuro.

De hecho, en las proyecciones hasta el 2030 de la International Energy Agency, el National Petroleum Council, la Exxon Mobil y otros, aunque pronostican menor crecimiento, muestran a cada fuente creciendo a valores muy similares. De acuerdo a esa visión unánime, el perfil energético del mundo se modificaría muy poco en los próximos 25 años con una mínima pérdida relativa del petróleo respecto a las otras fuentes. Confían en que cada fuente logrará, decimal más decimal menos, cumplir con su *fair share* de crecimiento.

Mi opinión va en sentido contrario. Luego de analizar el cuadro de situación de cada una de esas fuentes concluyo que ninguna de ellas goza de buena salud, que estamos en una encrucijada, sin solución aparente a la vista. La situación cobra aún mayor dramatismo si tenemos en cuenta que el ser humano ya ha *decidido* que algunas fuentes de reemplazo posibles no lo lograrán, caso la energía nuclear, porque nos oponemos a su expansión. Completo mi visión y digo que la naturaleza ha "decidido" que otras fuentes tampoco lo lograrán, caso el petróleo y la hidroelectricidad, porque han llegado a su virtual agotamiento.

¿Podrán las otras energías reemplazar estas falencias? Me adelanto a opinar que no, pero propongo revisar cada una de las realidades energéticas y preguntarnos si cada una de ellas está o no en condiciones de cumplir con su *fair share* en los plazos en que el mundo se lo está demandando.

Primero, el petróleo

El petróleo se está acabando y no se trata sólo de una verdad de Perogrullo, que deriva de la noción de que es un recurso no renovable. La producción alcanza hoy los 83 MMbbl/d (millones barriles/día), un significativo 36% de la matriz energética mundial. Mientras el mundo está ávido de más y más petróleo, la oferta encuentra cada vez más dificultades para satisfacer el crecimiento de la demanda.

En los últimos 5 años ha podido crecer sólo al 2% anual debiendo ser obviamente reemplazado en nuestra simple ecuación por otras fuentes de energía. Imposible creer, entonces, que el petróleo podrá cumplir su fair share de crecimiento del 3%. Dos conclusiones para el corto plazo se vuelven evidentes: tendremos problemas serios en el abastecimiento y ninguna solución de relevancia vendrá mágicamente en auxilio.

En julio de 2005, en informe titulado "Petróleo, una opinión", escribí: *"Si el petróleo está en jaque, la energía toda está en jaque. A partir de 1999 con precios que más que se duplicaron, el incremento de la producción Non OPEP, Non Rusia ha sido irrelevante (representan hoy el 42% de la producción). Seguimos y seguiremos en manos de la OPEP".*

Miremos primero Resto del Mundo. Desde mi anterior artículo, los precios siguieron creciendo otro 60% más y, aunque las inversiones en este grupo de países crecieron de 100.000 MM U$S en 2004 a 162.000 MM U$S en 2006, en conjunto no han podido incrementar un sólo barril la producción. Todo el dinero invertido ha permitido, en el mejor de los casos, compensar parcialmente la declinación natural de los yacimientos existentes.

	90s	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Ago-07
WTI [U$S/bbl]	19,7	30,4	25,9	26,2	31,1	41,5	56,6	66,0	72,4
[MMbbl/d]									% 2006
OPEP		31,6	30,9	29,5	31,5	33,8	35,5	35,7	43%
Ex-Unión Soviética		7,9	8,6	9,4	10,3	11,2	11,6	12,1	15%
Resto del mundo		35,7	35,6	36,0	36,0	36,1	35,4	35,2	42%
Producción Total		**75,2**	**75,1**	**74,9**	**77,8**	**81,1**	**82,5**	**83,0**	**100%**

Fuente: Oil Market Report-IEA / Platts

Si con inversiones billionarias y excelentes precios la gran mayoría de los países, agrupados aquí en Resto del Mundo, no ha podido incrementar su producción, ¿será porque hemos llegado a un *plateau* de la producción al que seguirá la inexorable declinación?

¿Y qué ocurre con la OPEP? ¿Y con la tan frecuentemente mencionada ex Unión Soviética? Si en mi artículo de 2005 decía *"estamos en manos de la OPEP",* hoy digo lo mismo. Peor aún, una buena cantidad de expertos ya manifiestan sus dudas, tomando en cuenta reservas disponibles y estrategias políticas en curso, de que la OPEP sea capaz de satisfacer por sí sola el crecimiento de la demanda. Mucho menos podrá hacerlo la ex Unión Soviética, como analizaremos con mayor detalle en el capítulo específico.

En la vereda de enfrente, la demanda sigue creciendo sin enterarse de los aumentos de precios. No hay *"elasticidad precio".* Ignora la regla de *"a mayor precio menor demanda".* Para explicarlo, los economistas dicen: *"la curva de demanda se corre"* año a año.

Según el experto en Peak Oil, Matt Simmons, *"demand is too young, supply is too old".* Coincido plenamente. Se pueden leer los informes periodísticos y creer que el alto nivel de precios del petróleo obedece a la última huelga de Nigeria, al reciente discurso del presidente iraní, al devastador huracán en el Golfo o a la enésima amenaza de Al-Qaeda. Pero también se puede pensar, y propongo hacerlo con la mayor seriedad, que seis años de crecimiento sostenido de precios responden a una razón fundamental, más de fondo. La oferta no está en condiciones de satisfacer la demanda.

Pero, ¿y las Oil Sands de Canadá? ¿Y la Faja del Orinoco? ¿Y el CTL (coal to liquids)? ¿Y el GTL (Gas to liquids)? ¿Y los biocombustibles? Encontrará el lector una explicación profunda en el capítulo correspondiente, pero la conclusión debe ser dicha sin rodeos: *"They can't catch up".* La relación inversión más logística por barril producido es tal que, cuando *ese* petróleo empiece a llegar en una escala medianamente relevante, será demasiado tarde.

La maravillosa electricidad

En cualquier análisis que se haga del futuro, especialmente de mediano y largo plazo, se debe tener en cuenta la generación de electricidad derivada de cada fuente, ya que es el elemento determinante que los vincula. Recordemos, por un lado, que puedo generar electricidad con petróleo, gas natural, carbón, nuclear, hidro, viento, solar y otros. Por otro, desde la demanda, podemos pensar a largo plazo en un mundo enteramente *eléctrico* en términos de transporte, calefacción, industria, etcétera.

Debemos entender, entonces, los *economics* de generar electricidad con cada fuente. La tabla de esta página nos permite comparar las ventajas y desventajas económicas de cada una de ellas. Cada fuente requiere de i) Inversión inicial, ii) Costos de combustible y iii) Costos de operación y mantenimiento. También es diferente el plazo para la puesta en marcha, detalle que se ha contemplado en el cálculo. Se obtiene así un costo de generar 1 MWh, una Potencia de 1 MW = 1000 KW generando durante 1 hora (para los interesados, la tasa de descuento utilizada es de un 10% anual).

Resulta interesante observar las diferentes opciones que enfrentan las utilities eléctricas. Se observan inversiones iniciales altas con bajos costos de operación futuros o viceversa (es el caso del carbón versus el gas natural, por ejemplo). No hay un claro ganador, cada fuente tiene sus ventajas y también sus desventajas.

Cuando decimos que no hay *bala de plata,* basta con mirar la planilla para coincidir en el diagnóstico. Aparecen como las más baratas la energía nuclear y el carbón, pero ambas viven sus propias odiseas, tanto por sus problemas ambientales, como por sus cuantiosas inversiones iniciales.

Es precisamente el propósito de este ensayo recorrer cada una de las posibilidades y brindar un adecuado diagnóstico integral y posibles caminos de solución.

	Inversión		Costo Combustible		O&M	Total
	[U$S/KW]	[U$S/MWh]	[unidad original]	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]	[U$S/MWh]
Gas Natural - CC	700	11,5	8 U$S/MMbtu	56,8	4	72
Carbón - TV	1900	36,6	70 U$S/tn	25,5	7	69
Fuel Oil - TV	1400	25,3	323 U$S/tn	72,5	6	104
Gas Oil - CC	700	11,5	650 U$S/tn	103,0	4	119
Nuclear	2500	50,6	200 U$S/kg	7,0	8	66
Hidro	2500	87,6			6	94
Eólica	1700	81,6			6	88
Solar	6000	402,3			14	416
CC: Ciclo Combinado TV: Turbina Vapor						
Fuente: Elaboración Propia						

- Para poder confeccionar la tabla hubo que tomar un valor de los múltiples posibles para cada cuadrícula. Por ejemplo, se tomó 8 U$S/MMbtu como costo del combustible para gas natural, con el grado de arbitrariedad que ello supone.
- Aparece un valor mágico que debemos recordar que sería un costo de 80 U$S/MWh, que parece el umbral de referencia a la fecha (mayor es *caro,* menor es *barato*).
- Materia de debate es que en esta tabla no se han introducido castigos a las fuentes emisoras de CO2 (efecto invernadero), ejemplo carbón, ni tampoco subsidios o premios a las fuentes no emisoras, como el viento o la nuclear.

El gas natural

La producción de gas natural en el mundo alcanzó a 101,2 TCF (trillion cubic feet) en 2006, representando un 23% de la matriz energética mundial. Ha crecido a razón del 3% anual (su fair share) en los últimos cinco años, ganando posiciones de protagonismo respecto al petróleo en la matriz energética aunque muy lentamente.

La realidad actual nos muestra que el gas natural se desarrolló en el mundo principalmente vía gasoductos un 93% (74% consumos domésticos, 19% exportación) y sólo un 7% vía LNG (liquefied natural gas). Gas en barco previamente llevado a estado líquido a 160° C bajo cero.

El gas natural resulta una más que interesante opción, porque tiene abundantes reservas y, además, se trata de un combustible ecológicamente más limpio que el petróleo y el carbón. Sin embargo, en el corto plazo, resulta imposible utilizar el gas natural como eficaz reemplazante del petróleo. Muy pocos países tienen un desarrollo de gas natural comprimido para utilizar en sus vehículos.

Por otra parte, en el mediano y largo plazo, aparecen algunas dudas sobre su posibilidad real de cumplir el tan esperado rol estelar en la matriz energética. ¿Cuáles son?

> La concentración de las reservas: Rusia y Medio Oriente tienen 67% de las reservas mundiales.

> La distancia desde las reservas hasta a) los centros de gran consumo y b) los puntos de futuro crecimiento de la demanda.

Volvamos sobre este último asunto para enfocar dos situaciones concretas. La primera está relacionada con los grandes consumidores. El mayor consumidor mundial de gas es América del Norte (EE.UU., Canadá y México), con el 27% de la demanda mundial. Hasta hoy han satisfecho sus necesidades en base a gasoductos, domésticos y también por intercambio entre países. Pero se vienen novedades. El complejo norteamericano ha llegado ya a su *plateau* en materia productiva. Se encuentra imposibilitado hoy de incrementar su producción. La única solución a la vista es, entonces, recibir LNG. Gas traído en barco desde sitios remotos.

La segunda situación a considerar es la de los mayores demandantes de energía a futuro. En gran parte se encuentran en el Sudeste Asiático, China e India principalmente. Para llegar a ellos se requieren mega-gasoductos que rozan lo antieconómico por sus kilométricas trazas, con problemas geopolíticos adicionales. Es probable que apuesten al abastecimiento vía LNG, con lo cual sumamos más barcos de gas natural a 160° C bajo cero por los mares del mundo.

	90´s	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Henry Hub [U$S/MMbtu]	2,0	4,2	4,1	3,3	5,6	5,9	8,8	6,8

Fuente: BP Statistical Review of World 2007 según Natural Gas Week

Por ello, hoy existe un boom mundial en licuefacción y regasificación, pero, a su vez, esto ha provocado crecimientos desmesurados en los costos, cuellos de botella en la ingeniería, problemas de mano de obra calificada y retrasos sistemáticos en la entrega de los equipos.

El precio del gas ha respondido a los fenómenos descriptos y ha sufrido también importantes aumentos en el mercado mundial. Se muestran los precios del mercado estadounidense. (Ver cuadro en la página anterior).

A pesar de todo lo señalado, creo yo que el gas natural podrá cumplir con su *fair share* del 3% anual solicitado. Sin embargo, difícilmente, pueda contribuir a reemplazar el *fair share* de las otras fuentes que no cumplan con el suyo. Todo dependerá en gran medida, a partir de ahora, del controvertido LNG.

El cambio climático

Antes de avanzar convendría introducir algunas consideraciones sobre el cambio climático. En promedio y gracias a la atmósfera, la temperatura de la tierra alcanza los 15° C (tomando en cuenta todas las latitudes y el año calendario). Si no existiera la atmósfera esa temperatura promedio bajaría más de 35° C, situándose en 20° C bajo cero. En tales condiciones, la vida en el planeta tal cual la conocemos habría sido imposible.

¿Qué le permite a la atmósfera actuar de tal manera? La respuesta es tan simple como que posee, afortunadamente para nosotros humanos, gases de *efecto invernadero.* Los rayos del sol atraviesan la atmósfera y calientan los objetos que están sobre la tierra, pero el calor que *despiden* esos objetos tiene una menor longitud de onda y se demora en atravesar los gases de efecto invernadero, quedándose parte del calor en la tierra. Un automóvil estacionado al sol en un día muy frío es un buen ejemplo. Los vidrios tienen un efecto símil invernadero al de la atmósfera: dejan entrar unos, no dejan salir otros.

Uno de los principales gases que contribuyen al efecto invernadero de la atmósfera es el dióxido de carbono CO_2. Lamentablemente también es el gas principal que se emite cuando se queman combustibles fósiles para cualquier uso, sea el transporte o la generación de electricidad. Para entenderlo con claridad, la tabla siguiente expresa el volumen de CO_2 emitido por cada MWh de electricidad generado según distintas fuentes energéticas.

Fuente	CO_2 ton/MWh
Carbón	0,894
Petróleo	0,659
Gas Natural	0,432
Nuclear	0
Eólica	0
Hidro	0

Fuente: EIA-DOE

Si bien el cambio climático ha sido tema de análisis desde hace más de 30 años, sólo durante la década del 90 tomó *estado público* a través del Protocolo de Kyoto. Recién ahora hay una completa aceptación de que las emisiones causadas por el hombre están aumentando progresivamente el contenido de CO_2 de la atmósfera (de 280 ppm en el año 1750 a 380 ppm en 2006) y provocando un cambio climático de consecuencias inciertas.

Con pocas excepciones, la mayor parte del mundo científico manifiesta hoy su creciente preocupación por el futuro. La película "An inconvenient truth" de Al Gore, ex vicepresidente estadounidense, refleja durante 90 minutos el problema en toda su magnitud. No casualmente ha tenido un grado de difusión importantísimo. El tema ha sido tomado muy seriamente en Europa, donde se está trabajando sobre un sistema complejo de *créditos de carbono,* pensados para premiar a todo aquel que genere sin emitir y castigar a aquel que desarrolle actividades con emisión. El valor de esos créditos cotizaría en bolsa y dependería del *mercado.* El asunto se encuentra todavía hoy en su primera etapa de desarrollo.

Si uno comparte las preocupaciones ambientalistas, las mismas deben jugar entonces un rol importante en las decisiones energéticas. Lo que no es posible es adoptar la posición *me opongo* a cada una de las fuentes (todas en parte contaminantes) sin brindar algún tipo de solución integral. Salvo, claro, que uno esté dispuesto a abandonar el auto y a apagar la luz.

El carbón

"Coal is the best of fuels, coal is the worst of fuels", para decirlo con palabras de Kenneth Deffeyes, autor del libro *Beyond Oil.* El carbón se utiliza fundamentalmente para generación eléctrica, dada su menor versatilidad respecto al petróleo o al gas natural. Dicho de manera simple, lo quemamos para producir vapor y, alimentando una turbina, generamos electricidad.

Durante 2006, la producción mundial fue de 6.195 MM ton, un 28% de la matriz energética mundial (un 40% de la generación eléctrica, anotando la diferencia entre energía y electricidad). En su favor hay que decir que el carbón es abundante, fácil de extraer (aunque no es un dato menor las condiciones infrahumanas en que trabajan los mineros) y el costo por caloría a hoy es el más competitivo. Además, sus reservas están uniformemente distribuidas en el planeta.

En los últimos cinco años, su producción creció a razón del 5,2% anual, siendo el principal contribuyente a compensar las falencias de las otras fuentes que no lograron el promedio deseado (petróleo y energía nuclear). También es interesante pensar que fue el motor de la Revolución Industrial, a fines del Siglo XIX, decayó luego con la aparición del petróleo en el Siglo XX (¿se imaginan un automóvil funcionando a carbón?) y en el Siglo XXI aparece nuevamente como nuestro posible salvador. *The good old coal.*

En este momento el mayor crecimiento mundial en materia de generación eléctrica se está dando con carbón. China estrena una nueva usina importante a carbón cada 7 días (sí, cada siete días), claro está que emite CO_2 a la atmósfera según la tabla mostrada (0,894 ton/MWh).

Estados Unidos todavía genera un 50% de su electricidad con usinas a carbón. Por insólito que parezca, un 50% de la electricidad del país más desarrollado y de mayor consumo eléctrico del mundo es a carbón. Nunca pudo desprenderse del noble suministro. Recurrió parcialmente a la energía nuclear durante dos décadas, luego apeló también al gas natural, pero siempre fue mayoría el carbón. En consecuencia, EE.UU. emite cantidades importantes de CO_2.

Podríamos imaginar un mundo que se debate entre quienes quieren detener el crecimiento de emisiones a la atmósfera y quienes necesitan energía *a toda costa.* El carbón nos propone abundantes reservas, costos todavía a hoy competitivos pero también la mayor emisión de CO_2 por MWh comparada con las otras fuentes. ¿Usted que haría?

La energía nuclear

Por fin llegamos a una fuente de generación eléctrica sin emisiones de CO_2. Aleluya. Uranio abundante, tecnología comprobada, costos de combustible muy bajos (aún con el aumento de los últimos años), costos de generación muy competitivos, reservas distribuidas razonablemente en el planeta.

Sin embargo, después de los accidentes de Three Mile Island (1979) y Chernobyl (1986), la reputación de la energía nuclear cayó en desgracia en muchos países. Sin ir más lejos, Italia la tiene prohibida y en EE.UU. no se registran nuevos permisos desde hace más de 20 años.

La participación de la energía nuclear en la actual matriz energética mundial es de sólo el 6% (un 16% de la generación eléctrica). En los últimos cinco años, su crecimiento ha sido de sólo el 1,1% anual, no habiendo podido satisfacer el *fair share* deseado. Es que, al riesgo de accidentes mencionado, se agrega que no se ha podido solucionar aún el adecuado y definitivo manejo de los residuos nucleares, tema que provoca la continua oposición de ambientalistas y Organizaciones No Gubernamentales.

La posible proliferación de armas nucleares, explicada en detalle en el capítulo específico, es otro punto que pone en duda la generalización de su uso como fuente de generación. Claro está que sus costos de inversión y operación son competitivos, como se desprende de la tabla citada. Países como Francia (78%) y Bélgica (54%) la tienen como su principal fuente de electricidad. Un beneficio nada menor es que no emite CO_2.

Estamos hablando aquí de tecnología Siglo XXI. Una solución integral a nuestros problemas energéticos y de emisiones. En muchos países está despertando nuevamente. ¿Y Ud. qué haría con la energía nuclear ?

Las energías alternativas, del agua al hidrógeno

La fuerza del **agua** constituye una espectacular fuente de energía, sin emisiones nocivas. Un apreciable combustible *renovable,* pero con un costo de generación por MWh algo elevado según la tabla de referencia (claro está, antes de subsidios por no emisión de CO_2). Representa sólo el 6% de la energía mundial y aporta el 16% a la generación de electricidad. Está creciendo a razón del 2,9% anual satisfaciendo por ahora su *fair share* demandado. Sin embargo, la falta de lugares aptos, la importante inversión inicial, los tiempos de puesta en marcha y algunos dilemas ambientales en el llenado de los diques nos indican que la tendencia futura será de meseta o declinación en términos relativos.

Pasemos al **viento,** otra maravilla de la naturaleza. Y del hombre. El molino gira y nos da electricidad. Eso es todo. Cero emisión. Como se puede ver en la tabla de generación eléctrica, tiene costos algo elevados de generación por MWh (también antes de subsidios por no emisión de CO_2). Su participación a nivel mundial es de sólo 0,2% de la matriz energética y 0,5% de la electricidad generada. *Niente.* Aún con crecimientos espectaculares del 25% anual, como los que ha tenido en los últimos cinco años, poco puede hacer el viento para representar *la solución* a los problemas de los combustibles fósiles. *"You don't always get it where you want it and you don't always get it when you want it".* Es que lugares con excelente viento como la Patagonia se encuentran alejados y desconectados de los centros de consumo.

Además, a veces sopla y a veces no. El factor de utilización promedio mundial de un molino de viento es menor al 25% anual, frente a una usina de carbón o energía nuclear con aprovechamientos superiores al 80%. Auguro, entonces, un boom espectacular. Invito, incluso, a una apuesta seria por el viento. Pero no esperemos que sea la solución al problema integral, debido a su escasa relevancia en el contexto general.

Sigamos por los *biocombustibles,* comenzando con un poco de historia. En 1905, Henry Ford presentó su novedoso Ford T en la Feria de París. El combustible utilizado fue aceite de maní, y eso que ya existía el petróleo. Se diría que, cien años después, volvemos a las fuentes. Hoy soñamos con reemplazar nafta y gasoil no renovables con maíz, azúcar y aceites de oleaginosas. Menores emisiones y su condición de renovables los hacen muy deseables, pero todavía no son económicamente competitivos mano a mano con el petróleo si se eliminan todos los impuestos y/o subsidios en juego (sólo la caña de azúcar, y sólo en Brasil, compite).

Sin embargo, hay que decirlo, estamos ante otro boom. En parte porque la legislación de distintos países (toda Europa, China, EE.UU., Argentina, entre otros) *obliga* al mercado a una mezcla forzosa de aproximadamente el 5% de biocombustibles en todas las naftas y gasoil para 2010.

Pero, un problema genuino para los denominados *biocombustibles de primera generación* es que estamos hablando de *food for oil,* con las consecuencias previsibles.

Si **todos** los aceites de oleaginosas que se producen en el mundo se dedicaran a la generación de biodiesel, el resultado representaría sólo el 7% de la necesidad mundial de gasoil. Si **todo** el maíz y el azúcar que se producen en el mundo se dedicaran a producir nafta representarían sólo el 20% de la necesidad mundial de este combustible. Los precios de los alimentos se dispararán mucho más de lo ocurrido hasta la fecha. ¿Está el mundo dispuesto a semejante cambio? Yo creo que no. ¿Y usted?

Podríamos inclinarnos por la generación eléctrica a partir de energía **solar,** pero como se ve en la tabla correspondiente, todavía no entra en competencia. La significativa inversión por KW de potencia que hay que hacer al inicio la descoloca frente a otras fuentes (6.000 U$S/KW versus 1.700 U$S/KW del viento, por ejemplo).

Aunque depende de las latitudes, su factor de utilización es muy bajo, sólo un 20% promedio. Se debe decir en su favor, que *el sol está en todos lados,* no como el viento y, de paso, que uno se puede imaginar un mundo en que cada techo de vivienda sea un minigenerador. También, que la energía solar que ingresa diariamente a nuestro planeta es inmensa en comparación con nuestras necesidades.

Pero, hoy por hoy, tiene una participación menor que un decimal en la matriz energética. Lejos estamos de su masificación y más lejos aún de su relevancia en el orden mundial.

Llegamos, finalmente, a la economía del **hidrógeno.** Existen modelos a futuro que imaginan una economía basada en su uso. Se habla de automóviles eléctricos a batería (los *fuel cell cars*) impulsados por la reacción espontánea que se produce al combinar el hidrógeno con el oxígeno: el hidrógeno se lleva en el tanque, el oxígeno está en el aire.

Sin embargo, el asunto no es tan sencillo. El hidrógeno no existe en la naturaleza en estado natural. Las dos formas de obtenerlo son a partir del agua (H2O) o del gas natural metano (CH4). En ambos casos, para separar el hidrógeno se necesita electricidad en el proceso, transformándose en un círculo vicioso. La pregunta obvia, ¿de dónde obtengo la electricidad?, vuelve todo a foja cero.

Alguien dirá que podemos producir hidrógeno con el viento de la Patagonia y transportarlo en barco hasta su destino. Pero previamente para transformarlo en líquido debo llevarlo a 250° C bajo cero (90° C más frío que el metano), con las consiguientes dificultades y costos asociados. Esto es futuro. Futuro...

No se debe confundir el automóvil a *hidrógeno* con los automóviles **híbridos** ya desarrollados por algunas compañías automotrices. Estos funcionan tanto a nafta, motor a combustión, como a electricidad, motor eléctrico, y ambos coexisten simultáneamente en el mismo vehículo. Algunos automóviles de este tipo ya circulan en Estados Unidos, pero tienen por ahora serios problemas con el tamaño de las baterías, la autonomía cuando funciona a electricidad, y sus posibilidades de recarga. Pero, además, necesitan electricidad y volvemos al punto de partida.

A modo de (provisoria) conclusión

El mundo quiere seguir creciendo y, en países como China e India, a tasas sorprendentes. El crecimiento necesita energía, especialmente en países en desarrollo donde la elasticidad energía/PBI es muy superior a la de los ya desarrollados.

Las actuales fuentes de energía son las que son. Lo que hay es lo que hay (¿y lo que habrá?). La crisis del petróleo y su repercusión en el transporte (incluyendo autos, camiones, aviones y barcos) ya llegó y no se irá. La esperanza posible reside en pensar que el problema podría resolverse en el mediano/largo plazo con fuentes alternativas de energía. Pero, como venimos observando, tampoco es el caso. A medida que se investigan las distintas opciones, surgen las dificultades que enfrentan y enfrentarán cada una de ellas.

Volvamos por un momento al inicio de nuestro planteo y apliquemos la simple matemática. Tenemos dos de nuestras fuentes principales, petróleo y energía nuclear (42% de la matriz mundial) declinando hoy en términos relativos. Otras dos, gas natural e hidroelectricidad, apenas logran mantener su *statu quo.*

Si el mundo nos pide, como nos lo está pidiendo, un 3% anual de crecimiento, ¿de dónde saldrá la respuesta? Según lo descripto hasta aquí y adelantando las conclusiones que desarrollaremos en profundidad en los capítulos correspondientes, dependemos del carbón y su alta cuota de emisiones y efecto invernadero.

La evaluación de emisiones perjudiciales a la atmósfera jugará un rol fundamental en estas decisiones por venir. ¿Será un parámetro económico más a tener en consideración o una condicionante feroz frente a toda decisión en materia energética? Por lo menos sabemos una cosa. La vida no será igual. Los precios de la canasta energética subirán a precios elevadísimos. Ya lo estamos viendo en el petróleo, luego seguirá el resto.

En los capítulos siguientes recorremos las distintas fuentes energéticas con su correspondiente diagnóstico para analizar las posibles soluciones en el capítulo final.

2. El petróleo



Descubierto en la segunda mitad del siglo XIX, el petróleo logró desplazar al carbón como principal fuente de energía primaria recién a mediados del siglo XX. A partir de entonces se consolidó como el proveedor energético por excelencia, llegando a representar en 1978 el 48% de la matriz mundial. Aún hoy nuestro sistema de transporte mantiene una total dependencia de este combustible. Automóviles, camiones, autobuses, trenes, aviones y barcos se alimentan con petróleo en el 98% de los casos. Existen contados y escasos aportes del gas natural comprimido, el carbón, la electricidad y biocombustibles (el 2% restante).

El petróleo es la fuente de energía que más dificultades tiene para ser reemplazada en el corto/mediano plazo. Recién a partir de 2025/2030 podremos imaginar un mundo de automóviles eléctricos, con energía producida masivamente a partir de fuentes alternativas como las energías nuclear o solar. En el corto plazo sólo podemos imaginar cambios pequeños como los que pueden representar el aporte de los biocombustibles o el gas natural comprimido, positivos aunque sin posibilidades concretas de modificar el uso masivo de naftas y gasoil.

Si el petróleo continuara fluyendo con abundancia, problema resuelto. Si, en cambio, se confirmaran su condición de bien escaso y su demanda en permanente crecimiento, deberemos imaginar el mundo que viene como uno de escasez pronunciada y ahorro forzoso (sea por la vía del libre juego de precios o de las medidas preventivas). ¿Por qué? Algunas consideraciones nos permitirán entenderlo.

En 1956, Mr. M. King Hubbert predijo que Estados Unidos iba a alcanzar su máxima producción petrolera en 1970 para luego comenzar a declinar. Sucedió exactamente así. Sus deducciones se basaban en fórmulas estadísticas que vinculaban reservas descubiertas, reservas por descubrir y producciones efectivamente concretadas. Hoy en día existe cierto debate entre expertos sobre si el mundo entero, ya no sólo Estados Unidos, está o no llegando a su *peak oil.* Entre quienes sostienen que es el caso se encuentran personalidades como Kenneth Deffeyes, Mathew Simmons y Colin Campbell. Daniel Yergin es el experto de mayor renombre entre los que opinan que aún no ha llegado la hora del *peak oil* a nivel mundial.

En mi opinión, discutir el tema es redundante. Las circunstancias de oferta y demanda que vivimos son tales, que ya nos encontramos en plena crisis, sin soluciones a la vista, salvo un sistemático y continuo avance en los precios.

Los productores

Se puede agrupar a los productores mundiales en tres grandes grupos: i) Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP, ii) Ex Unión Soviética, iii) Resto del mundo. La siguiente tabla muestra los niveles de producción de cada uno de ellos desde el año 2000 hasta la fecha, teniendo como referencia el precio internacional del WTI (West Texas Intermediate). (Ver el cuadro al pie de página).

Lo que llamamos Resto del mundo comprende una cantidad llamativa de países, algunos petroleros por excelencia, donde operan la mayoría de las petroleras internacionales. Se pueden mencionar, entre muchos otros, Estados Unidos, China, México, Canadá, Brasil, India, Inglaterra, Noruega, Malasia, Argentina. Entre todos alcanzan el 42% de la producción mundial.

En los últimos años se ha verificado un importante crecimiento de los precios del petróleo, partiendo de un promedio de 20 U$S/bbl en la década del '90 para llegar a los 66 U$S/bbl de 2006 y los más de 70 U$S/bbl actuales. Sin embargo, el conjunto de países mencionados como Resto del mundo ha sido incapaz de incrementar su producción (sólo ha logrado compensar la natural declinación de los yacimientos). Estamos hablando de más de 40 países donde se verifican las políticas de mayor apertura y de mayor inversión. Estamos hablando de los países donde operan las mayores petroleras mundiales, todas ellas ávidas de nuevas áreas y de oportunidades de inversión.

La inversión en estos países creció espectacularmente desde un nivel de 100.000 MMU$S en 2004 a 162.000 MMU$S en 2006, respondiendo a la obvia señal de precios ya comentada. En China, por ejemplo, aumentó de 12.600 MMU$S en 2004 a 21.500 MMU$S en 2006. La producción, sin embargo, no se incrementó. Por cada dólar invertido se obtiene cada año menos producción. El petróleo bueno y barato se acabó tiempo atrás. Cantarell en México declina, Mar del Norte declina, Prudhoe Bay en Alaska declina, sólo por mencionar algunos de los gigantes.

En este grupo ciertamente hemos llegado al *plateau* e, incluso, al *peak oil.* Este conglomerado es incapaz de aportar a un crecimiento futuro de la demanda.

La ex Unión Soviética, con 12,1 MMbbl/día, representa el 15% del aporte mundial. Así como resulta relativamente sencillo hacer un análisis del grupo anterior, es complicado penetrar en esta realidad. Se trata de un grupo de países ricos en hidrocarburos, en el que se anotan Rusia (hoy en día el mayor productor mundial),

	90's	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Ago-07
WTI [U$S/bbl]	19,7	30,4	25,9	26,2	31,1	41,5	56,6	66,0	72,4
[MMbbl/d]									% 2006
OPEP		31,6	30,9	29,5	31,5	33,8	35,5	35,7	43%
Ex-Unión Soviética		7,9	8,6	9,4	10,3	11,2	11,6	12,1	15%
Resto del mundo		35,7	35,6	36,0	36,0	36,1	35,4	35,2	42%
Producción Total		**75,2**	**75,1**	**74,9**	**77,8**	**81,1**	**82,5**	**83,0**	**100%**

Fuente: Oil Market Report-IEA / Platts

Kazakhstan y Turkmenistan. A pesar de sus muy favorables condiciones naturales, los países de la Ex Unión Soviética muestran una curva insólita de producción derivada de factores políticos que afectaron implacablemente sus decisiones de inversión en las últimas décadas. La región ya había llegado a un máximo de 12,5 MMbbl/d en 1987/1988, luego descendió paulatinamente a 7,1 MMbbls/d en 1995/1996 y, a partir de entonces, volvió a crecer hasta alcanzar nuevamente en 2006 los 12,1 MMbbl/d.

Sin embargo, Rusia está mostrando señales de flaqueza en su crecimiento y sólo los aportes crecientes de Kazakhstan (pasó de 0,8 MMbbl/d a 1,3 MMbbl/d en los últimos 4 años) permiten avizorar un moderado crecimiento de este segmento en el futuro. Ningún analista considera hoy que este grupo pueda representar la *solución* del problema. Más bien, miran con recelo las últimas políticas y decisiones en materia de hidrocarburos, que no representan el marco más propicio para la inversión.

Llegamos, por fin, a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP); 35,7 MMbbl/d, el 43% de la producción mundial.

Está conformada por 12 países, la mayor parte situados en el Medio Oriente.

Algunos de ellos se muestran a continuación:

[MM bbl/d]	**2006**
Arabia Saudita	9,0
Irán	3,9
UAE	2,6
Venezuela	2,6
Irak	1,9
Resto OPEP	15,7
Total OPEP	**35,7**
	43% Mundial
Fuente: Oil Market Report-IEA	

Históricamente la OPEP resultó ser el *swing producer* de la cadena petrolera. De hecho, desde su conformación en 1960, las políticas de este conjunto de productores han dictado los tiempos de apogeo de esta industria, pero también sus mayores crisis. Cabe recordar el shock provocado por el Ayatollah Khomeini en 1979, triplicando los precios desde 12 a 36 U$S/bbl, para luego incurrir en los excesos de producción respecto a *las cuotas* establecidas que determinaron la abrupta caída de precios en 1986 y, también, a fines de 1998.

Todo ello parece hoy parte del pasado. En los últimos cinco años no fue necesaria *la mano dura* de la OPEP para más que triplicar los precios del barril. En la realidad, poco pudo hacer la Organización para *regular* los mercados en momentos difíciles (como el huracán Katrina en el Golfo de México). Para algunos analistas (los *world oil peakers*) se terminó la época del petróleo fácil, incluso para la OPEP. Llegó la hora a partir de la cual el crecimiento de la producción sólo vendrá aparejado de importantes inversiones adicionales con resultados de dudosa predictibilidad. Para otros, aquellos que sostienen que son países inundados de petróleo, las razones de la imposibilidad de la actual OPEP para abastecer mejor al mercado son de índole exclusivamente política.

Una rápida mirada a los principales países de este grupo permite encontrar un poco de verdad para cada teoría. La realidad incontrastable es que la Organización ha perdido la anhelada *spare capacity* necesaria para mantener el equilibrio en un mercado tan ajustado sin las enormes oscilaciones que cualquier hecho político y/o fenómeno natural provocan en sus precios de referencia. Ahora bien, ¿cuál es el *escenario deseado* para los países miembro de la OPEP? Posiblemente, en virtud de todo lo arriba señalado, el escenario sea el del precio más alto posible, compatible con un razonable crecimiento de la economía mundial. Esa situación permitiría ir monitoreando las inversiones de tal forma de lograr la mejor situación de mediano y largo plazo para las economías de sus países.

Las reservas mundiales

El cuadro siguiente debe leerse a los fines puramente ilustrativos:

2006	Reservas	Producción	R/P
	[MMM bbl]	[MM bbl/d]	[años]
OPEP	915	35,7	70
Ex Unión Soviética	128	12,1	29
Resto del mundo	165	35,2	13
Total	1.208	83,0	40

Fuente: BP Statistical Review of World 2007 - Oil Market Report-IEA

La relatividad de estos datos obedece a dos razones fundamentales. La primera es el carácter poco confiable de las cifras presentadas, muchas veces informadas por los propios países de la OPEP para obtener mejores cuotas dentro del cartel. La restante, y principal, estriba en la posibilidad real que tiene cada grupo o país de acceder en tiempo y en forma a los valores exactos de sus respectivas reservas. Al respecto puede decirse que *la única verdad es la producción.*

En un análisis de corto o mediano plazo es incorrecto tomar este volumen de reservas como un factor determinante para atender la creciente demanda. También resulta desaconsejable instalarse cómodamente en la columna de *años de reservas* y concluir que *estamos tranquilos.* Lo verdaderamente importante es quién las tiene, si verdaderamente las tiene y qué posibilidades de producirlas en el corto plazo le adjudicamos. Tanto desde el punto de vista geológico como desde el punto de vista político.

Athabasca Oil Sands y la Faja del Orinoco

Analicemos estos dos casos significativos en términos de reservas. Ambos pertenecen a la categoría de crudos extra pesados bituminosos (Grado API 8 a 12), que no fluyen en condiciones normales de presión y temperatura. Las reservas son enormes, semejantes cada una de ellas a las de Arabia Saudita (260.000 Millones de barriles). Sin embargo, las producciones actuales son 1,2 MMbbl/d en Canadá y 0,6 MMbbl/d en Venezuela (sumados ambos, apenas el 2% de la producción mundial).

¿Por qué tan bajo el volumen de producción con tantas reservas? ¿Por qué si con los precios actuales existen importantes niveles de rentabilidad? Veamos.

Existen dos métodos de producción de estos bitúmenes, que en general se encuentran próximos a la superficie o a menores profundidades que el resto de los crudos más livianos. El primero se conoce como *Mining* y, en resumidas palabras, su proceso implica: deforestación, eliminación de tierra no bituminosa, minería con palas mecánicas, transporte hasta molino (3 toneladas de mineral por barril a producir), trituración y enlodamiento, *refinación primaria* para obtener el bitumen, transporte de los restos al lugar de origen para dejar todo como estaba, transporte del bitumen mezclado con un solvente hasta una refinería ad hoc que transforma el bitumen en petróleo sintético, el cual recién puede venderse a refinerías normales alrededor del mundo.

El segundo, *Steam injection,* consiste en perforar un pozo dual con dos ramas horizontales, conseguir agua, luego gas natural, producir vapor, inyectar vapor al pozo por uno de los conductos horizontales, producir el bitumen caliente por el otro conducto y repetir la operación de doble refinación igual que en el *Mining.*

Los dos están en las antípodas del método tradicional, que consiste en perforar en una semana un pozo que produce por la tubería 100/200 bbl/d de petróleo comercializable. Así de sencillo. Recordemos que en los Oil Sands por cada barril necesito llevar 3 toneladas hacia el molino.

Las inversiones necesarias para un proyecto en Canadá son cuantiosas, 11.000 MMU$S para 100.000 bbl/d y los tiempos a puesta en marcha también. No es posible extenderse aquí, ni es el propósito de este ensayo, pero las dificultades inherentes a ambos tipos de producción de bitumen son mayúsculas.

Gas to Liquids (GTL) y Coal to Liquids (CTL)

Estos procesos, especialmente el denominado *coal to liquids,* fueron utilizados por países con dificultad de acceso a las fuentes habituales de petróleo crudo. Alemania durante la Segunda Guerra y Sudáfrica durante el Apartheid (Invención de Franz Fischer y Hans Tropsch en 1930).

Con los precios de la década del 90, 20 U$S/bbl, el petróleo resultaba una alternativa económicamente muy superior a estos procesos. En cambio, a los precios actuales del crudo comienzan a revivir propuestas y proyectos basados en países con importante reservas de carbón (China) o de gas natural (Qatar).

Sin embargo, el problema principal, al igual que en las Oil Sands y la Faja del Orinoco, es la magnitud de la inversión inicial. Nuevamente para producir 100.000 bbl/d, se requiere una inversión entre 8.000 y 10.000 MMU$S, según los países. Decisión de relevancia, inclusive para las *majors petroleras.* No resulta extraño, en consecuencia, que a la fecha la suma de toda la producción de CTL y GTL no alcanza al 1% de la producción mundial de crudo.

La demanda

"The problem with oil is that demand is too young and supply is too old", Mathew Simmons, experto en Oil Peak.

En 1979 la OPEP triplicó los precios del petróleo llegando a cotizar a 36 U$S/bbl vs. los 12 U$S/bbl de los años anteriores. El mundo reaccionó y la demanda no sólo no creció sino que disminuyó 10% en tres años. Estados Unidos, Europa y Japón disminuyeron su consumo, gracias a medidas de ahorro y eficiencia, orientadas principalmente a la mejora de la relación kilometraje/litro en el transporte en general y al reemplazo del petróleo en calefacción y generación de electricidad.

Desde 1999 hasta 2006 también se han más que triplicado los precios del petróleo.

	90s	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
WTI [U$S/bbl]	19,7	30,4	25,9	26,2	31,1	41,5	56,6	66,0
Demanda Mundial [MMbbl/d]		75,2	75,1	74,9	77,8	81,1	82,5	83,0

Fuente: Platts - BP Statistical Review of World 2007 - Oil Market Report IEA

¿Por qué entonces ahora la demanda no se detiene? ¿Por qué no se verifica la famosa *elasticidad* precio de la demanda? Poco se ha estudiado este tema, pero la conclusión *ex post* que mejor explica el fenómeno es que hoy los países son mucho más ricos y que la incidencia del combustible en el Producto Bruto y en la canasta familiar es mucho menor y más tolerable al aumento de precios.

Veamos esta tabla con precios de venta al público para Agosto 2007.

[U$S/litro]	Nafta	Gasoil
EE.UU.	0,88	0,73
Alemania	1,80	1,50
China	0,66	0,65
Brasil	1,30	0,90
Argentina	0,70	0,48

Fuente: EIA-DOE, ANP, Secretaría de Energía Argentina y relevamiento propio.

Algunos precios tienen mayor contenido de impuestos, otros están subsidiados, pero en todos los casos reflejan el precio del litro al consumidor final. El precio en Estados Unidos se duplicó en un par de años, llegando a los 0,88 U$S/litro actuales. Los automovilistas por ahora no se enteraron. Cada año se consume más gasolina. La diferencia por auto que recorre un promedio de 20.000 Km/año con un rendimiento promedio de 9 Km/litro representa un gasto adicional de 80 U$S/mes. No demasiado para un país con un PBI de 44.000 U$S anuales per cápita.

Los alemanes pagan el combustible más del doble que los estadounidenses y siguen consumiendo como si nada. Brasil, con un producto per cápita 8 veces inferior al de Estados Unidos sigue aumentando su consumo con un precio 50% superior al americano.

¿China? Veamos, primero, su tabla de petróleo crudo, fiel reflejo del consumo de sus derivados.

[MMbbl/d]	1980	1990	1995	2000	2005	2006
Producción	2,1	2,8	3,0	3,2	3,6	3,7
Demanda	1,7	2,3	3,4	4,8	7,0	7,4

Fuente: BP Statistical Review of World 2007 - Oil Market Report-IEA

China ha sido el país de mayor crecimiento en su demanda. En la década del ‘80 era exportador neto de petróleo, abasteciendo a Japón, Corea y resto de los tigres asiáticos. En 1995 se transformó en importador para llegar a ser hoy el segundo consumidor a nivel mundial, sólo superado por Estados Unidos.

Una anécdota lo explica sin complejidad. En 1982, en la Plaza Tiananmen de Beijing, frente a la Ciudad Prohibida, tuve ocasión de ver un automóvil Buick del año ‘51 y una larga cola de familias chinas esperando sacarse una fotografía como parte del programa dominical. No era común ver autos circulando en esa época, sólo bicicletas y motos. Veinticinco años después China tiene una red vial de tamaño similar a la de Estados Unidos, y la van a usar.

El mundo enfrenta un escenario con precios del petróleo cada vez más elevados. Por el lado de la oferta es vano discutir si enfrentamos o no un *peak oil* mundial. Lo cierto es que estamos en manos de la OPEP y que ésta, contrariamente a lo que ocurrió en el pasado, no está en condiciones de asegurarnos un futuro de abastecimiento pleno. Por el lado de la demanda, la evidencia es que sigue creciendo *regardless of the price.*

La pregunta final que nos formulamos es efectivamente a qué precio del petróleo el mundo cambiará sus hábitos. A 100, 150 ó 200 U$S/bbl. ¿Será, en definitiva una transición ordenada o será consecuencia de una severa recesión?



3. El gas natural



El gas natural es una de las fuentes energéticas más importantes en la vida del hombre. Es el menos contaminante de los combustibles fósiles, con una emisión de CO_2 menor a la mitad de la del carbón y el petróleo. Tiene múltiples usos, tanto residenciales como industriales, además de aplicar a la generación de energía eléctrica, el reemplazo de la nafta en los automóviles y la utilización en petroquímica. Su costo por unidad calórica siempre ha sido más ventajoso que el del petróleo equivalente.

¿Por qué si es tan maravilloso y barato todavía hoy ocupa sólo un 23% de la matriz energética mundial frente al 36% del petróleo y 28% del carbón? Existen tres razones fundamentales:

> La dificultad de transportarlo y almacenarlo.
> La demanda de importantes obras de infraestructura para su utilización en la red domiciliaria.
> La limitación logística en el uso como reemplazo de la nafta en el rubro automotor.

De hecho, durante muchos años y antes de la toma de conciencia del calentamiento global, el gas natural se quemaba en yacimientos alejados para poder producir sólo el petróleo, el cual podía ser fácilmente transportado y almacenado para su uso en cualquier lugar del planeta.

La producción mundial

El mundo produce 101 TCF (trillion cubic feet) de gas natural por año. La tabla siguiente muestra la producción por país y las reservas correspondientes, sólo se colocan los países más relevantes en producción y reservas:

2006 [TCF]	Producción	Reservas	R/P años
Rusia	21,6	1.683	78
EE.UU.	18,5	209	11
Irán	3,7	993	268
Qatar	1,7	896	512
Resto	55,7	2.627	47
Total	101,2	6.408	63

Fuente: BP Statistical Review of World 2007

En la vereda de enfrente, el consumo se reparte de la siguiente manera:

2006 [TCF]	Consumo
OECD Norteamérica	27,2
OECD Europa	17,6
OECD Pacífico	5,3
Ex Unión Soviética	21,9
Sudeste Asiático	10,2
Resto	18,5
Total	100,7
Fuente: BP Statistical Review of World 2007	

La producción de gas natural viene creciendo en los últimos cinco años:

[TCF]	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Rusia	19,2	19,6	20,4	20,8	21,1	21,6
EE.UU.	19,6	18,9	19,1	18,5	18,1	18,5
Irán	2,3	2,6	2,9	3,2	3,6	3,7
Qatar	1,0	1,0	1,1	1,4	1,6	1,7
Resto	45,6	47,0	48,8	51,3	53,8	55,7
Producción Total	**87,7**	**89,1**	**92,3**	**95,2**	**98,2**	**101,2**
Crecimiento anual promedio 2001-2006						3%
Fuente: BP Statistical Review of World 2007						

Semejante crecimiento ha sido necesario para acompañar la demanda y, todo indica, que se va a requerir por lo menos semejante esfuerzo como mínimo para asegurar el futuro. Pero no es simplemente cuestión de voluntades.

Existen dos formas de transportar el gas, vía gasoducto o LNG (Liquefied Natural Gas). El perfil actual es el siguiente:

Consumo 2006	TCF	%
Consumo propio (vía gasoducto)	74,2	74
Exportaciones vía gasoducto	19,0	19
Exportaciones vía LNG	7,5	7
Total	**100,7**	**100**
Fuente: BP Statistical Review of World 2007		

¿Qué es el LNG?

Se trata, lisa y llanamente, de gas natural (metano) en estado líquido. Para lograrlo se lo debe enfriar a 160°C bajo cero, proceso que se denomina licuefacción. Una vez en estado líquido es posible transportarlo en buques especiales con doble casco, denominados metaneros con una capacidad habitual de 145.000 m^3 (aprox. 63.000 ton). Llegada la carga a destino se requiere de tanques de almacenaje y una planta regasificadora que facilita el proceso inverso y lo deja en condiciones de ingresar a la red de gasoductos.

Las inversiones y costos necesarios para una planta típica de 4 MMton/año, 0,2 TCF/año ó 17 MMm^3/d son las siguientes a 2006 (su valor se duplicó en los últimos tres años).

	MMU$S	U$S/MMbtu
Licuefacción	2.200	2,2
Transporte* (Barcos)	600/1.000	0,8 - 1,1
Regasificación	800	0,7
Total	**3.600 - 4.000**	**3,7 - 4,0**
* Depende de la distancia		

Fuente: Elaboración Propia

- Los valores en U$S/MMbtu son aquellos necesarios para remunerar adecuadamente la inversión de la línea correspondiente.
- Para conocer cuál va a ser mi costo en destino debo adicionar a estos valores el precio que se consiga para el gas en origen, el precio FOB. Si el precio en origen del gas natural fuese 4 U$S/MMbtu implicaría un valor en destino entregado de aproximadamente 8,0 U$S/MMbtu.

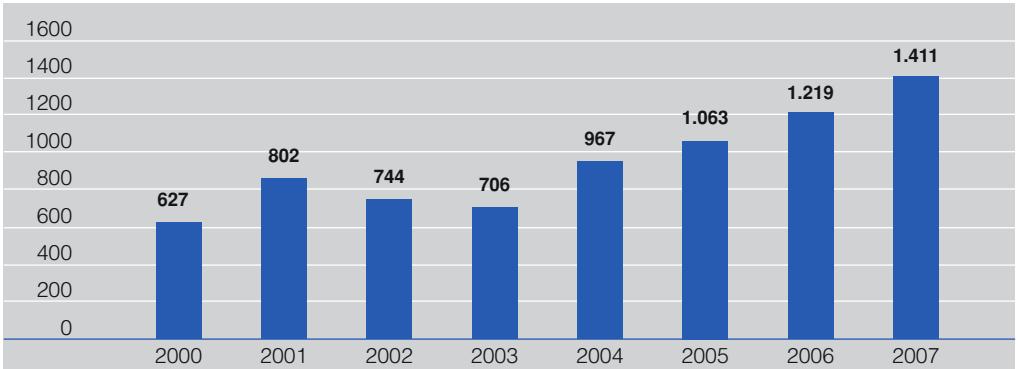
Gasoducto versus Barco-LNG

En términos generales, incluso a riesgo de caer en un cálculo simplista, un gasoducto es más rentable que una operación de LNG cuando la distancia a recorrer es menor a 3.000/3.500 Km. Obviamente existen casos donde no hay elección y se debe optar por la única alternativa posible, ya sea gasoductos tierra a tierra o LNG en uniones transoceánicas. Por ende, los mercados domésticos se desarrollaron 100% en base a gasoductos y la exportación a hoy, como se desprende del cuadro anterior, se efectúa en un mix de 75% gasoductos (Rusia-Alemania-Canadá-EE.UU.) y 25% LNG (Indonesia-Japón). El presente y, más aún, el futuro se abren a novedades.

El caso América del Norte

Como se ha visto, se trata del mayor consumidor a nivel mundial con 27,2 TCF, los cuales han sido abastecidos hasta ahora con producción doméstica e intercambio entre los tres países: Estados Unidos, Canadá y México. Pero la producción doméstica en Estados Unidos está languideciendo y Canadá no está ya en condiciones de afrontar mayor demanda por parte de su vecino. Inclusive tiene problemas en sus yacimientos de Alberta para concretar las cuantiosas inversiones necesarias para producir más y necesita su capacidad instalada, en mucha mayor escala que en el pasado, para desarrollar su producción de petróleo pesado (procedente de las Oil Sands).

Equipos de perforación para gas en actividad EE.UU.



Fuente: Baker & Hughes

Frente a este panorama, los precios estadounidenses se dispararon de un promedio de 2 U$S/MMbtu en la década del ‘90 a los actuales 7 U$S/MMbtu, con picos invernales de hasta 10/12 U$S/MMbtu. También, hay que decirlo, crecieron las inversiones en búsqueda de nuevos yacimientos y se multiplicaron los equipos de perforación activos, pasando de 600 a 1.400 en sólo siete años.

Semejante esfuerzo está condenado de antemano. La productividad por pozo en las novedosas *Coal bed methane* o en las famosas *Tight sands* es baja (4.000 m^3/d) en comparación con producciones promedio de al menos 50.000 m^3/d a las que nos habían acostumbrado los yacimientos *normales* en todo el mundo. Para peor, Estados Unidos ha confiado en los últimos años en las turbinas a gas de ciclo combinado como solución a todo su crecimiento de generación eléctrica, enfrentando ahora un escenario desventajoso por el valor superior del gas frente al carbón y su persistente escasez.

Para mantener en su nivel actual el alto consumo de los norteamericanos, la única solución a la vista es apelar al LNG. Sin embargo, aflora la “Not In My Backyard Policy” (NIMBY). Ninguno de los Estados de la Unión está, hoy por hoy, deseoso por instalar las plantas de regasificación necesarias. No casualmente las primeras se están colocando en México (Altamira, sobre el Atlántico, y Costa Azul, en el Pacífico).

Sudeste Asiático, China e India

El pronóstico de lo que puede ocurrir con el mayor consumidor mundial a la fecha no debería distraernos de analizar el devenir de quienes, a razón de sus demandas energéticas cuantiosas y crecientes, se convertirán en breve en los nuevos focos mundiales de demanda gasífera. Hablamos, claro está, de China e India. Llegar vía



gasoductos a estos destinos es posible desde Rusia, Qatar e Irán por ejemplo, pero las enormes distancias y las dificultades geopolíticas vuelven a la empresa como de muy dudosa concreción en el corto/mediano plazo (algo parecido a lo que sucede con el hipotético gasoducto Venezuela - Buenos Aires). La alternativa sería el LNG, pero ¿es posible?

El futuro

El LNG está de moda. Pero tan de moda está que se han verificado ya innumerables cuellos de botella en los distintos componentes de su cadena de valor. Ya se verifican problemas con la ingeniería especializada, la mano de obra calificada, la entrega de los equipos y la obtención de permisos, lo cual ha provocado los incrementos de costos ya mencionados, además de atrasos considerables en la puesta en marcha de los distintos proyectos.

Basta citar un ejemplo reciente para entender el cuello de botella ya existente en LNG. Hace un par de meses, la CFE de México llamó a licitación abierta para recibir LNG en el Pacífico a partir de 2011 y por 20 años. Sólo recibió una propuesta, con gas de Camisea. El resto de las *majors* le contestaron que sólo podían cotizar con entrega a partir del 2014.

Recordemos que, según nuestro planteo original, al gas le pedimos que incremente, como lo viene haciendo, un 3% anual su producción para cumplir como mínimo con su *fair share* de la necesidad energética mundial. Esto es aumentar en 3 TCF/año. Hasta ahora el LNG viene creciendo a razón de 0,5/0,7 TCF/año, según esta tabla:

[TCF]	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Exportaciones vía LNG	5,0	5,3	6,0	6,3	6,7	7,5

Fuente: BP Statistical Review of World

Por las características de la nueva geografía de oferta y demanda explicada, semejante crecimiento no será suficiente. Habría que crecer en LNG 1,5 TCF/año (el 50% de los 3 TCF comentados) lo que implica un salto de 20% anual en lugar de 7% registrado hasta la fecha. Según nuestros cálculos, ello requeriría inversiones anuales del orden de los 30.000 MMU$S/año sólo en la cadena de licuefacción, transporte y regasificación, sin incluir inversiones *upstream* para producir el gas en origen.

Se pone así de manifiesto la dificultad de contar con el gas como nuestro salvador en la cuestión energética mundial de mediano plazo. Todo ello sin olvidar un dato. Poco a poco se va conformando un grupo de países con importantes reservas gasíferas que mantienen reuniones periódicas con el fin de analizar los *movimientos del mercado.* De allí a tener otra OPEP, esta vez nucleada alrededor del gas natural, hay sólo un paso.

A estos productores les gustaría ser *price setters,* ubicando el gas en destino al costo de oportunidad del combustible alternativo, sea éste fuel oil o gas oil.

4. El carbón



"Coal is the best of fuels, coal is the worst of fuels" Kenneth Deffeyes, autor del libro *Beyond Oil*.

En la segunda mitad del Siglo XIX, el carbón se consolidó como el principal impulsor de la Revolución Industrial, desplazando a la leña. Con el advenimiento del petróleo, pocos apostaron a la continuidad del *good old coal,* siendo que aquél resulta más fácil de refinar y transportar. Sin embargo, ha sobrevivido. Hoy ocupa todavía el segundo lugar en la matriz energética mundial con 28% de participación, a buena distancia del gas natural que viene tercero.

Si en lugar del total de la energía mundial, se toma sólo la electricidad el resultado es llamativo. Con el 40% del total, el carbón pasa a ocupar el primer lugar. Resulta aún más significativa su participación si se observa la matriz eléctrica de Estados Unidos (50%) y ni qué hablar de China (78%).

> Sólo un 16% de la producción mundial se comercializa internacionalmente. Los principales exportadores son Australia, Sudáfrica y Rusia

2006	**Producción**	**Reservas**	**R/P [años]**
	[MMtn]	[MMtn]	
China	2.380	114.500	48
EE.UU.	1.054	246.643	234
India	447	92.445	207
Australia	374	78.500	210
Rusia	309	157.010	508
Sudáfrica	257	48.750	190
Resto	1.374	171.216	125
Total	**6.195**	**909.064**	**147**

Fuente: BP Statistical Review of World 2007

2006	**Consumo]**
	[MMtn]
China	2.396
EE.UU.	1.141
India	478
Japón	240
Rusia	226
Sudáfrica	189
Polonia	117
Resto	1.429
Total	**6.216**

Fuente: BP Statistical Rewiew of World 2007 y cálculos propios.

La generación eléctrica

"Dadme algo que gire y os daré electricidad". El concepto de la turbina de vapor para hacer girar al generador es la forma más conocida y utilizada para generar electricidad a nivel mundial. Se quema el carbón para transformar el agua en vapor y éste, al expandirse, hace girar una turbina que a su vez hace girar el generador, el cual nos entrega la electricidad. También podemos obtener vapor y obtener el mismo resultado, quemando fuel oil, gas oil, gas natural o utilizando un reactor nuclear.

A pesar de considerables aumentos en los últimos cinco años, el carbón sigue siendo hoy el combustible más barato por caloría producida (salvando el caso del uranio para energía nuclear, que se trata por separado). La tabla siguiente los compara:

	U$S/MMbtu
Carbón	2,9
Gas Natural	8,0
Fuel Oil	8,3
Gas Oil	16,1

Fuente: Elaboración propia

La turbina de vapor a carbón es la más difundida a nivel mundial. La inversión necesaria para instalar hoy una usina generadora a carbón de este tipo ronda los 1.900 U$S/KW frente a los 700 U$S/KW de una central a gas natural de ciclo combinado. Ambas representan más del 80% de las inversiones realizadas para nueva generación de electricidad en el contexto mundial.



La inversión en U$S/KW de las usinas a carbón ha venido creciendo considerablemente, debido a las mayores exigencias gubernamentales en términos de eficiencia y control ambiental. El costo de generar electricidad en U$S/MWh para cada una de las fuentes se muestra nuevamente en la siguiente tabla.

Con carbón a 70 U$S/tn puesto en destino, valor representativo a nivel mundial y gas natural a 7, 8 y 9 U$S/MMbtu, dependiendo de los países.

Costos Generación [U$S/MWh]		
Precio del Gas	CC Gas	TV Carbón
[U$S/MMbtu]	Inv: 700 U$S/KW	Inv: 1900 U$S/KW
		70 U$S/tn
7	65	69
8	72	69
9	79	69
Fuente: Elaboración propia		

- La tabla no incorpora ningún castigo y/o premio por mayor o menor emisión de CO_2.

Las decisiones de las *electric utilities* no son fáciles hoy, por ejemplo, en Estados Unidos. Si uno se inclina por carbón, tiene mayor inversión inicial y mayor *lead time,* además de estar sometido a nuevas y desconocidas reglas ambientales en el futuro. Si uno elige gas natural, achica la inversión inicial obteniendo más rápida puesta en marcha y menor problema ambiental, pero alta incertidumbre respecto al precio del gas natural en América del Norte. En diciembre de 2005 tocó 15 U$S/MMbtu.

El efecto invernadero y el cambio climático

Como se ha explicado en el capítulo inicial, las emisiones de CO_2 son las mayores responsables del fenómeno efecto invernadero en nuestra atmósfera y la consecuencia directa del mayor calentamiento global.

Recordemos aquí las emisiones de CO_2 en tn/MWh producido:

Fuente	**CO_2 tn/MWh**
Carbón	0,894
Petróleo	0,659
Gas Natural	0,432
Nuclear	0
Eólica	0
Hidro	0
Fuente: EIA-DOE	

El combustible más utilizado en el mundo para generación eléctrica es, también, el mayor emisor por MWh. Adoptando el Protocolo de Kyoto, muchos países se han obligado a reducir las emisiones. Han asumido el compromiso de llegar a 2012 con un 5% de menores emisiones que las de 1990. En Europa se han establecido sistemas de precios y castigos a través de los *mecanismos para un desarrollo limpio* (MDL) y los *carbon credits* que deberían orientar al mercado hacia opciones más limpias.

El sistema pretende *castigar* las tecnologías emisoras y *subsidiar* o *premiar* las tecnologías limpias. Sin embargo, aún no cuenta con aceptación mundial y los países deberán seguir sus discusiones en el marco del Protocolo de Kyoto para que el sistema europeo sea extensible al resto. China estrena una usina eléctrica a carbón cada siete días. ¡Sí, cada siete días!

El ciclo combinado con carbón gasificado (IGCC, Integrated Coal Gasification-Combined Cycle)

Una usina de este tipo transforma el carbón en gas sintético y luego quema éste en una turbina a gas, generando entonces electricidad. También aprovecha los gases de escape calientes para producir vapor y utilizarlo en una turbina a vapor que produce electricidad adicional (un 50% más aproximadamente).

Este moderno desarrollo tiene mayor eficiencia en KWh producido por caloría de carbón utilizado que la usina tradicional que usa sólo una turbina de vapor. Pero su inversión inicial es sustancialmente superior:

	IGCC	Carbón
Inversión [U$S/KW]	2.700	1.900
Costo de Generar [U$S/MWh]	84	69
Emisiones [CO_2 tn/MWh]	0,350	0,894
Fuente: Elaboración propia - EIA-DOE		

- El costo final de generación es superior a los 69 U$S/MWh de la usina de carbón tradicional.

En el futuro, esta nueva tecnología permitirá facilitar la captura y posterior almacenaje del CO_2 mucho más fácilmente que el método tradicional, ya que será posible hacerlo a nivel del gas sintético. Sin embargo, los costos asociados para eliminar la totalidad del CO_2 agregarían hoy 25/30 U$S/MWh adicionales a los 84 U$S/MWh, transformándola claramente en no competitiva frente a otras fuentes, salvo que los premios y castigos comiencen a funcionar de manera efectiva.

A modo de conclusión, digamos que el carbón es abundante y razonablemente barato. Además coexisten diversas tecnologías comprobadamente eficientes para convertirlo en motor de la energía eléctrica. Puede crecer al 3% anual *demandado,* y más también. ¿El Siglo XXI le dará la preponderancia que tuvo durante el Siglo XIX?

El dilema vendrá por el lado de la polución. La potencial incidencia del carbón en el cambio climático lo vuelve de dudosa aplicación como alternativa para la satisfacción de la demanda eléctrica. En el mejor de los casos, sí lo será aunque a precios mucho más altos cuando sean obligatorias las nuevas tecnologías de generación y de captura de CO_2. Lejos estamos de ello. *"Coal is the best of fuels, coal is the worst of fuels".*

5. La energía nuclear

Para generar electricidad se necesita calor, porque con el calor tenemos vapor y con el vapor, a través de una turbina que gira y de un generador asociado, producimos electricidad. En términos sencillos, la energía nuclear nos da el calor necesario para calentar el agua y obtener el vapor. El combustible que utiliza un reactor nuclear es el uranio, que se encuentra en la naturaleza y tiene dos componentes: 99,3% de U238 y 0,70% de U235. Aunque con menos del 1% de presencia en el mineral, el U235 es el único importante por ser *fisionable.* Con el bombardeo de neutrones dentro de un reactor nuclear se produce su *fisión:* el núcleo se separa en dos átomos más livianos emitiendo, a su vez, otros neutrones que permiten generar la cadena de fisión en otros átomos de U235, y así sucesivamente.

Al fisionarse, el U235 entrega una enorme cantidad de energía en forma de calor, que es lo que aprovechamos para luego generar vapor. Dentro del núcleo, la temperatura es de 1.200° C. El bajo porcentaje de U235 no permite una adecuada eficiencia del reactor, por eso se ha recurrido al *enriquecimiento* del uranio. A través de un proceso iterativo de eliminación de U238 de la mezcla (primero debe transformarse todo a estado gaseoso) se llega a concentraciones de 3,5% de U235, el uranio enriquecido. La mayor parte de los reactores nucleares a nivel mundial usa este uranio enriquecido como combustible. Algunas excepciones existen, especialmente en Canadá y también en los dos reactores que poseemos en la Argentina, que utilizan otra tecnología, sin enriquecimiento previo.

Las reservas y la producción

Al igual que ocurre con el carbón, existen importantes reservas de uranio a nivel mundial, razonablemente distribuidas entre distintos países. El costo del combustible enriquecido por MWh de electricidad entregada es muy bajo respecto a otros combustibles como el gas natural o el carbón. Esto es así a pesar de haberse registrado importantes aumentos en el precio del mineral en los últimos tres años a raíz del *renacimiento* verificado en la industria.

Veamos algunos cuadros ilustrativos al respecto:

[TU/año]	Producción 2006	Recursos Recuperables
Canadá	9.862	444.000
Australia	7.593	1.143.000
Kazakhstán	5.279	816.000
Niger	3.434	225.000
Rusia (est)	3.400	172.000
Otros países	10.087	1.943.000
Total Mundial	**39.655**	**4.743.000**
Recursos / Producción [años]		120
Fuente: World Nuclear Association		

La siguiente tabla muestra el precio del uranio antes de ser enriquecido:

[U$S/kg]	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Precio U308	20	22	25	41	64	110	200

Fuente: TradeTech - www.uranium.info

Reactores Nucleares, por país:

	Reactores may-07		Generación 2006
	No.	Potencia MWe	billion kWh
EE.UU.	103	98.254	787,2
Francia	59	63.473	428,7
Japón	55	47.577	291,5
Rusia	31	21.743	144,3
Alemania	17	20.303	158,7
China	11	8.587	51,8
Otros países	161	110.103	795,8
Total Mundial	**437**	**370.040**	**2.658**
Factor de utilización			82%

Fuente: World Nuclear Association

Hoy existen 437 reactores nucleares funcionando en el mundo, con una capacidad total de 370.000 MW de potencia (en promedio, 847 MW por reactor). La generación anual se estima en 2.660 billion KWh (está siendo utilizada a full), aportando el 16% de la electricidad mundial. Ello representa sólo un 6% de la energía primaria del mundo frente al 36% del petróleo, el 28% del carbón y el 23% del gas.

La energía nuclear tuvo su época de esplendor en las décadas del ‘70 y ‘80, pero, a partir de los accidentes de Three Mile Island (1979) y Chernobyl (1986), los opositores a este tipo de centrales impusieron sus razones y el mundo se inclinó por multiplicar los generadores a gas natural y a carbón.

En los últimos cinco años, 23 nuevas plantas con 19.840 MW de potencia fueron puestas en marcha, pero ello sólo representó un crecimiento de la energía entregada del 1% anual, lejos del 3% anual que le *demandamos* en nuestro modelo a cada fuente de energía. Por otra parte, al momento de hacer proyecciones a futuro, se debe tener en cuenta que la vida útil de los reactores es de aproximadamente 35 años. Los neutrones han estado actuando sobre la carcaza de acero y ésta ha llegado a su fin. Se debe entonces reemplazar toda la unidad por un nuevo reactor, sólo aprovechándose el resto de las *facilities.* Significa esto que a los reactores instalados en la década del sesenta y principios de los setenta les ha llegado o les está llegando su hora.

Un simple cálculo nos lleva a concluir que si le demandamos a la energía nuclear su *fair share* de crecer al 3% anual, debiendo compensar además aquellas que deberán desactivarse, hoy deberían inaugurarse cerca de 17 reactores por año, el cuádruple del promedio de los últimos años.

Los desechos

Una vez utilizado el combustible enriquecido el mismo se debe retirar del reactor para ser reemplazado por combustible nuevo. Ello ocurre una vez por año, según una secuencia predeterminada que no viene al caso discutir aquí. Los componentes del combustible *quemado* son:

> 96% U238, con algo de U235 remanente.
> 3% productos *fisionados* (quemados).
> 1% plutonio, se forma al bombardear con neutrones el U238.

Todos ellos distribuidos uniformemente, esto es que no están separados. ¿Qué hacemos con ellos entonces, dado que es un desecho de altísima radioactividad que, en contacto con cualquier materia viviente, produce daños irreversibles?

Es uno de los temas clave y ha provocado la reacción de gran cantidad de grupos ambientalistas que se oponen a este tipo de energía. Hasta hoy se utilizan dos métodos de disposición de los residuos. Siguiendo el primero, común en Estados Unidos, se guarda el desecho tal como está. Queda en las mismas *vainas* que contenían el combustible en el reactor y se depositan estas vainas en piletas llenas de agua (ubicadas en edificios especialmente aislados), para lograr el enfriamiento y calmar la actividad neutrónica. Allí permanecen a la espera de hallar un día la *solución definitiva.*

El segundo método opta por el reprocesamiento. Francia, país nuclear por excelencia, separa los tres desechos mencionados con los siguientes fines:

> el 96% del U238 se puede volver a enriquecer.
> el 1% del plutonio es *fisionable* y se puede volver a usar.
> el 3% de los desechos fisionados son altamente radioactivos y se deben almacenar definitivamente en un lugar especial (se mencionan desiertos, el fondo del mar, etc.).

También lo usan el Reino Unido, Rusia y Japón (envía sus desechos a Francia que los reprocesa y le devuelve gentilmente las partes radioactivas).

El miedo a nuevos accidentes y la bomba atómica

La estadística demuestra que hoy existen más de 400 reactores nucleares, algunos de ellos llevan más de 30 años en funcionamiento y sólo se han registrado a la fecha dos accidentes de relevancia. Pero, desde el punto de vista de la seguridad, cada país y cada individuo tienen sus propios códigos y patrones para medir si una actividad es o no aceptable. Lo que para algunos resulta inaceptable para otros puede ser de óptima aplicación. Recordemos que Francia genera el 78% de su electricidad con reactores nucleares.

Cuando se mencionan materiales radioactivos la primera reacción humana tiende al rechazo absoluto, simplemente por un temor infinito hacia *lo desconocido.* ¿Podrá estar emitiendo radioactividad? ¿Qué daño me causará si hay un escape? ¿Cuáles serán las consecuencias?

Por otra parte, hemos hablado de *enriquecer* el uranio original pasando por etapas sucesivas desde 0,75% de U235 hasta 3,5%. ¿Qué pasa si seguimos el aburrido y largo proceso pasando de 3,5% a 4% y a 5% y así sucesivamente? Cuando llegamos a 90% de U235 tenemos una bomba atómica como la de Hiroshima. Aquel que *sabe* enriquecer hasta 3,5% también *sabe* y puede llegar a 90%, dicen los que se oponen a la proliferación de armas nucleares, aunque se trata de una verdad a medias porque el proceso no es tan sencillo y requiere de costosas inversiones.

Si en lugar de U235, utilizamos directamente plutonio en suficiente concentración, también tenemos una bomba atómica (la utilizada en Nagasaki). En este caso podemos obtener el plutonio del reprocesamiento de los desechos nucleares.

La generación de electricidad

Una planta de 1.000 MW (potencia estándar hoy para energía nuclear) tiene un importante costo inicial de 2.500 MMU$S aproximadamente, dependiendo de diversos factores, especialmente el país donde se construya y el respeto por el presupuesto original. Los tiempos de puesta en marcha varían de país a país, pero se encuentran entre 5 (China) y 8/10 años (resto del mundo).

El factor de utilización es excelente, superior al 80% anual en todos los casos. El combustible es abundante y barato en comparación con otras fuentes. El costo por MWh se ubica hoy entonces en 66 U$S/MWh, el más competitivo respecto a otras formas de generación. Tiene cero emisiones de CO_2, nitrosos o azufre, lo que la hace muy deseable en un mundo cada vez más consciente de los problemas ambientales.

A modo de conclusión se puede decir que, existiendo el *know how* adecuado, recurrir a la energía nuclear es decisión final de los países y las personas. Constituye una clara alternativa para quienes están preocupados por el efecto invernadero. Inclusive, el costo de generar con nuclear se ve fuertemente favorecido cuando se castiga a otras fuentes de energía por emisiones de CO_2. O lo que es equivalente, cuando se decide subsidiar con créditos de carbono a aquellos que no emiten (nuclear, agua, viento). Ahora si la incertidumbre sobre los desechos o la posibilidad de utilización bélica prevalecen, hay que buscar alternativas en otro lado. La pregunta es ¿dónde? En mi opinión, deberíamos estar en condiciones de encontrar las tecnologías y soluciones apropiadas para un fuerte renacimiento de la energía nuclear.

6. Las energías renovables



Los biocombustibles

Biodiesel

Existen dos tipos de biocombustibles básicos, el biodiesel que reemplaza al gasoil y el bioetanol que reemplaza a la nafta. Para entender las posibilidades de aplicación del primero en la redefinición de la matriz energética, debemos comenzar por trazar su proceso de manufactura. Veamos un caso concreto. Por cada tonelada de soja se obtiene 18% de aceite *(commodity)* contra 82% de pellets. Si tomo un litro de ese aceite y le agrego 10% de metanol más 1% de hidróxido de sodio, luego de un proceso de mezcla y decantación obtengo un litro de biodiesel (además de un 10% de glicerina como subproducto). Podría utilizar otras oleaginosas (girasol, colza, palma), el proceso no cambiaría sustancialmente pero el rinde final por hectárea sería distinto en cada caso.

El aceite es el principal costo para producir un litro de biodiesel, en el orden del 85/90%. El resto tiene poca incidencia, compensándose parte del costo del metanol con la venta del subproducto glicerina. Como el aceite de oleaginosas es un *commodity* a nivel mundial, con cotizaciones en distintas plazas, podemos utilizar ese precio para calcular el costo de producción. Un litro de aceite de soja cuesta en Rotterdam aproximadamente entre 0,75 a 0,80 U$S/litro. El costo del biodiesel ex refinería sería de 0,90 U$S/litro, contemplando los costos variables y la amortización de equipos.

Con el petróleo WTI en alrededor de 70 U$S/bbl, un litro de gasoil ex refinería se cotiza a 0.53 U$S/litro (antes de impuestos). La diferencia sale a luz: 0,90 contra 0,53, sin contar que el litro de biodiesel tiene un 10% menos de rendimiento energético que el gasoil de petróleo. Como puede observarse el costo del biodiesel ex refinería es, todavía hoy, muy superior al obtenido del petróleo. Su inserción en el mercado depende, en gran medida, de la política impositiva y/o de subsidios que la acompañe. Un litro de gasoil se vende al consumidor final en Alemania a 1,50 U$S/litro debido al alto contenido impositivo. Obviamente, si no aplicara los mismos impuestos al biodiesel, éste se volvería entonces competitivo.

La unidad típica para biodiesel ha sido hasta ahora de 100.000 tn/año, con una inversión estimada en 20/25 MMU$S. Hoy existen proyectos ya de hasta 400.000 tn/año que mejoran la economía de escala, pero que no modifican las conclusiones vertidas más arriba.

Entre las ventajas del biodiesel hay que apuntar que se trata de una energía renovable cuya implementación podría volver a los países menos dependientes del escaso y caro petróleo, necesario para producir gasoil. Un dato no menos significativo a la hora de pensar en su utilización es que reemplaza directamente al gasoil sin necesidad de modificar el motor que lo aprovecha. También tiene menor emisión de CO2 (del orden del 70% respecto al gasoil petrolero equivalente) y hasta podrían imaginarse ventajas económicas derivadas de la venta de los créditos de carbono. Del lado de las desventajas habría que anotar el ya mencionado menor rendimiento energético por litro (10%) y algunas dificultades para utilizarlo en climas muy fríos.

Principalmente los países europeos pero también algunos más (la Argentina incluida) han establecido ya un porcentaje mínimo de mezcla de biodiesel en motores gasoleros. ¿Semejante determinación nos permite imaginar que estamos ante la solución definitiva a nuestros problemas? ¿Hemos encontrado, acaso, un reemplazante para el petróleo? ¿Y, para mejor, uno renovable? La ilusión choca contra algunos números de la realidad. La producción mundial de oleaginosas alcanza las 390 MMtn/año, la producción de aceites trepa a 120 MMtn/año mientras el consumo de gasoil insume 30 MMbbl/d. Haciendo un poco de matemática y teniendo en cuenta el rinde energético, concluimos que si usáramos TODO el aceite que se produce hoy en el mundo se podría llegar sólo a reemplazar un 7% del gasoil actualmente en uso a nivel mundial.

Si pensamos en cumplir con la legislación del 5%, entonces el incremento en la demanda de aceite, ahora bifurcada entre jugadores alimenticios y energéticos, producirá un aumento de precios importantísimo. El famoso dilema Food vs. Oil está a la vuelta de la esquina. Los gobiernos deberán decidir si la imposición de cuotas mínimas en el uso de biodiesel para el parque automotor es viable sin producir un importante desequilibrio en el resto de los precios.

Bioetanol

Para obtener bioetanol puedo partir del maíz (Estados Unidos) o del azúcar (Brasil). Por cada tonelada fermentada de uno u otra obtendré 380 ó 630 litros de bioetanol, respectivamente. En ambos casos, se debe llegar al alcohol anhidro, lo que hace que el proceso sea más complejo que en el caso del biodiesel. Y, también, más costoso. El etanol obtenido a partir del maíz estadounidense cuesta aproximadamente 0,55 U$S/litro (el 62% es materia prima, el resto químicos, energía y amortización de los equipos). El etanol proveniente de la caña de azúcar brasileña cuesta sólo 0,30 U$S/litro, por la mayor eficiencia en la producción de la caña y, también, por la mejor performance del azúcar en la fermentación y producción. Una planta para producir 100.000 tn de etanol al año rondaría una inversión aproximada de 60 MMU$S.

El costo etanol/maíz ex refinería en USA es entonces de 0,55 U$S/litro y el costo etanol/azúcar ex refinería en Brasil toca 0,30 U$S/litro mientras el costo de un litro de nafta ex refinería alcanza 0,55 U$S/litro (tomando como base WTI = 70 U$S/bbl). Si tenemos en cuenta que el etanol tiene un rendimiento energético de 2/3

respecto a la nafta podemos concluir que no es económicamente rentable el que proviene del maíz y que sólo es ventajoso producirlo a partir de la caña de azúcar y en Brasil (no en cualquier país).

Hay naciones que, apelando a impuestos, subsidios y/o aranceles, apuestan a transformar los *economics* básicos para volver rentable la producción de etanol. Resulta razonable prever que, imponiendo la obligación de mezclar etanol con las naftas se introducirán fuertes distorsiones en el mercado global.

A la hora de enumerar sus ventajas, además de mencionar su condición de renovable y su aporte en la disminución de la dependencia respecto del petróleo, digamos que el bioetanol de caña de azúcar tiene un 80% menos de emisión de CO_2 que la nafta. Una desventaja del bioetanol respecto al biodiesel es que sólo puede mezclarse hasta E10/15 sin modificaciones al vehículo. A partir de ese nivel se deben utilizar los novedosos autos Flex Fuel, que hoy son furor en Brasil y aceptan cualquier mezcla de bioetanol/nafta.

En perspectiva y a manera de conclusión, podemos sostener que el bioetanol vive hoy su propio boom. La tendencia se mantendrá en ascenso en la medida en que cada vez más países decidan promover su producción y consumo. Sin embargo, al igual que el biodiesel, ello implicará mayor presión sobre los productos alimenticios (el ya mencionado escenario de Food vs. Oil). Si utilizáramos TODA la cosecha mundial de maíz y TODA la de azúcar para producir bioetanol, el mundo reemplazaría apenas el 20% de su cuota de naftas, provocando en el camino consecuencias importantísimas sobre los precios de la matriz alimenticia. Por citar sólo un ejemplo, durante 2006, el alza en el precio del maíz provocó en México fuerte malestar ante la correspondiente suba en la tortilla de maíz, elemento esencial para la alimentación de millones de mexicanos.

Existe amplia coincidencia en que la mayor dificultad de crecimiento de los biocombustibles será la batalla Food vs. Oil. El impacto en el precio de los alimentos se podría volver intolerable si se pretende llevar la producción a valores relevantes en términos de la actual matriz dominada por el petróleo. En atención a ello es que se ha comenzado a investigar y producir biocombustibles utilizando toda la planta, no sólo el producto final. Por caso, toda la planta de maíz y no sólo los granos. O, incluso, partir de productos celulósicos que no tengan como destino la alimentación del ser humano. Estos biocombustibles de **segunda generación** recién se encuentran en fase experimental y, si bien existen algunas plantas piloto, se calcula que recién en los próximos 10 años se podrán conocer sus resultados.

La energía eólica

El viento hace girar al molino, que hace girar al generador, que nos da la electricidad. Así de simple, así de limpio. Sólo un punto en contra. *"Wind. You don't always get it where you want it and you don't always get it when you want it"*.

A escala mundial, la potencia eólica instalada es:

[MW]	2006
Alemania	20.622
España	11.615
EE.UU.	11.603
India	6.270
Dinamarca	3.136
Resto	20.987
Total	**74.233**

Fuente: Global Wind Energy Council

En los últimos años, ha crecido a un notable 25% anual. Sin embargo, el factor de utilización anual de un molino es bajo (no siempre hay viento). Se calcula un promedio de utilización del 25%, con un mínimo rentable de 20%. Los mejores lugares, la Patagonia entre ellos, pueden llegar a un 40/45%. El costo de inversión en potencia eólica se ubica hoy en, aproximadamente, 1700/1800 U$S/KW instalado. Teniendo en cuenta el factor de carga promedio, el costo de energía eléctrica resultante sería de 92 U$S/MWh. Caro, pero a partir de un cálculo hecho antes de considerar algún tipo de subsidio por no emisión de CO_2.

Si el mundo decide premiar efectivamente las fuentes no contaminantes (créditos de carbono mediante), los *economics* de la energía eólica pueden mejorar sustancialmente y ubicarse entre los más competitivos. Pero, siempre hay un pero, subyace una dificultad de escala. Con la potencia actualmente instalada (74.000 MW, 1,7% de la matriz mundial) se generan 162 billones de KWh por año (0,8% de la electricidad mundial). Crecimiento notable y futuro promisorio, pero difícil imaginarle un rol relevante. ¿Por qué? Muchos lugares con buen viento son alejados y, por lo general, desconectados de los centros de consumo. Resulta muy onerosa la conexión por redes de transporte eléctrico. Un ejemplo típico es la Patagonia argentina. Muchísimo viento, excelente factor de carga (42%), pero sólo una conexión reciente de 1.000 MW de capacidad. Además, por la incertidumbre de cuando va a estar disponible, el aporte eólico se limita en cualquier red eléctrica a un máximo del 15% de la participación. España y Alemania ya han llegado a ese límite en algunas regiones.

Energía solar

Diariamente nuestro planeta recibe energía del sol en una cantidad equivalente a más de 5.000 veces sus necesidades de energía primaria. La energía solar es sobreabundante y está disponible para todos aunque, por cierto, en diferentes cantidades dependiendo de la latitud, la hora del día y la época del año.

Existen principalmente tres formas de captar la energía solar:

> Sistemas Térmicos Domésticos o Industriales, que incluyen paneles y tubos colectores usados principalmente en sistemas de calefacción o refrigeración de edificios.
> Sistemas de Concentración Solar, que incluyen bandejas parabólicas *(parabolic solar troughs),* torres solares *(solar towers)* y discos parabólicos *(parabolic dishes)* que concentran el calor con el fin de generar electricidad en forma directa o mediante una turbina de vapor.

> Paneles Fotovoltaicos, funcionan generando una corriente eléctrica en forma directa cuando parte de los fotones contenidos en el espectro solar reaccionan químicamente con los materiales componentes de los paneles.

A pesar de que sus costos no son competitivos respecto a otras fuentes, en algunas pocas regiones (en parte debido a incentivos fiscales o regulatorios), la energía solar es hoy día competitiva a nivel del consumidor final donde compite con un precio de electricidad que incluye tanto el costo de generación como el de transporte, la distribución y los impuestos aplicables.

Aún habiendo experimentado un crecimiento fenomenal en los últimos 10 años (del orden del 30% anual), la capacidad de generación solar a nivel mundial no llega a representar el 0,2% del total mundial.

Ventajas:
> Ubicuidad y cero emisiones.
> Disponibilidad en fase con el consumo eléctrico en lugares cálidos (por refrigeración).
> Cero costo de combustible.
> Generación local aporta a disminución de pérdidas en transporte y distribución.

Desventajas:
> Alto costo de instalación y baja eficiencia.
> Dificultades para llevar a escala con tecnología actual (altas inversiones).
> Necesidad de encontrar soluciones de almacenamiento para garantizar suministro.

La energía solar tiene el potencial de *reservas* necesario, pero su éxito depende del desarrollo de nuevas tecnologías de captación y almacenamiento que aporten a la mejora de la eficiencia y la reducción de costos.

7. La situación argentina

Este ensayo se ha referido a la situación de la energía en el mundo. Cada país sufrirá en mayor o menor medida las circunstancias de escasez y altos precios descriptos. La Argentina no escapa, ni escapará, a las *generales de la Ley.* Intentaremos una breve inmersión en la situación de nuestro país, sin pretender abarcar la problemática en su totalidad, lo que sería motivo de una investigación integral ad hoc. Propongo desviarnos de la rutina del resto del ensayo para analizar específicamente los problemas y las soluciones particulares que le corresponden por sus características específicas a la Argentina, amén de los que le derivan de la situación mundial.

Las necesidades y las fuentes

El producto bruto argentino ha crecido a razón de 5% anual en los últimos cinco años (mayor porcentaje si se toman los últimos tres). Ello ha traído aparejado un crecimiento de la demanda energética según se muestra en la curva siguiente, tanto para la energía en general cuanto para la demanda eléctrica, específicamente.

Energía [MMtoe]	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Consumo Energía Primaria	65,4	63,0	68,3	71,4	71,7	77,9
Fuente: Secretaría de Energía Argentina						

Electricidad [GWh]	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Consumo Energía Eléctrica	73.599	72.111	77.767	82.933	87.783	96.814
Fuente: Cammesa						

El perfil de la matriz energética argentina es bastante diferente a la matriz mundial ya presentada.

	Argentina	Mundo
Petróleo	38%	36%
Gas Natural	52%	23%
Carbón	1%	28%
Nuclear	3%	6%
Renovables	5%	7%
Fuente: Secretaría de Energía Argentina - BP Statistical Review of World 2007		

La Argentina eligió el gas como principal fuente energética en detrimento del carbón, el cual sólo participa tangencialmente en nuestra canasta. Esta particularidad nos hace más vulnerables y nos restringe en nuestra posibilidad de elección.

Resulta interesante observar las fuentes de energía utilizadas para la generación de energía eléctrica:

	Argentina	Mundo
Petróleo	10%	10%
Gas Natural	45%	15%
Carbón	1%	40%
Hidro	38%	19%
Nuclear	6%	16%

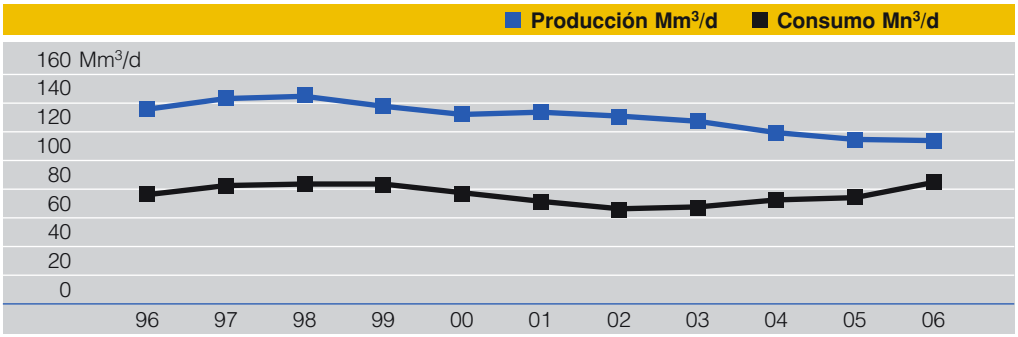
Fuente: Cammesa- EIA-DOE - IEA -World Nuclear Association

También aquí observamos nuestra alta dependencia del gas natural, cuya reciente escasez viene provocando una mayor necesidad de utilizar combustibles líquidos (como fuel oil y gasoil), cuyo precio relativo es varias veces superior.

El petróleo

La producción de petróleo argentino llegó a su pico (quizás el famoso *peak oil* ya descripto) en 1998 y, a partir de entonces, comenzó a declinar. El consumo, por el contrario, volvió a incrementarse a partir de 2002 por mayor demanda de naftas y gasoil derivados del crecimiento y, últimamente, por la demanda con fines de generación eléctrica.

Veamos el gráfico: De continuar la tendencia, nuestro país se convertirá en importador neto a partir del año 2009.



Fuente: Secretaría de Energía, Argentina

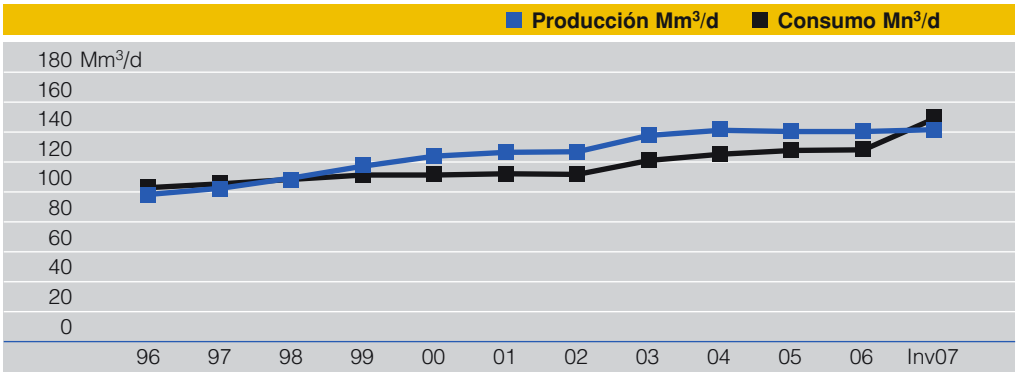
¿Debería asustarnos el hecho de transformarnos en importadores? No, de hecho la mayor parte de los países más desarrollados son fuertes importadores de petróleo. Pero es evidente que debemos enfrentar sin dilación un debate sobre precios relativos. Los precios argentinos de naftas y gasoil se encuentran entre los más baratos del mundo, inclusive en comparación con el resto de los países latinoamericanos. La conclusión viene sola: la Argentina fija para sus combustibles en general un valor doméstico que no responde a la realidad internacional que se vive y, mucho menos, que se vivirá.

Tanto para el petróleo crudo como para el gas natural, la necesidad de importar a precios internacionales nos impondrá un corsé difícil de tolerar. Tarde o temprano, la pregunta será: ¿Quién debe hacerse cargo de los mayores precios? ¿Los consumidores directos de esos combustibles o, como sucede hasta hoy, el Estado y *otros contribuyentes?*

El gas natural

La demanda de gas ha venido acompañando el crecimiento de la economía pero la producción doméstica no ha podido seguir su ritmo, provocando en este último año una suspensión prácticamente total de las exportaciones, además de restricciones a la industria y un paulatino retorno a la condición de país importador.

Veamos las curvas:



Fuente: Secretaría de Energía, Argentina - IAPG - Enargas

Pero el problema con el gas es de mayor envergadura al del petróleo ya descripto. Con el petróleo se trata simplemente de una cuestión de precios contra recursos: tomada la decisión de importar petróleo y contando con las divisas para hacerlo, espero la llegada del barco y solucionado el asunto.

Con el gas es distinto. Por varias razones. Para empezar y como ya vimos, la Argentina es altamente gas-dependiente en su matriz energética. Muy pocos países en el mundo nos superan en el porcentaje gasífero de su matriz.

La falta de gas ya ha provocado problemas durante este invierno. La industria ha debido restringir parte de su consumo (se ha incluido un valor de 5MMm3/día como demanda insatisfecha en el cuadro) y la generación eléctrica ha debido recurrir a sus preciados embalses, al tiempo que también se ha debido reemplazar parte de la generación a gas por combustibles líquidos alternativos, con un costo muy superior.

Al declinar la producción argentina y volverse necesaria la importación de gas, las preguntas que se imponen son dos: desde dónde y cómo lo traigo. Con el petróleo no hay problema, pero con el gas hay matices. Para la Argentina, una obvia alternativa es Bolivia, razón por la cual se prevé construir el Gasoducto del Noreste. Si ese aporte no fuere suficiente, la única opción para mantener como hasta ahora la incidencia del gas en nuestra matriz energética será el LNG. Esta opción agrega, y no es un asunto menor, la necesidad de construir como mínimo una planta de regasificación como terminal de descarga.

Por otra parte, los bajos precios del gas en comparación con valores internacionales siguen impulsando el consumo, el cual ya se nutre de gas importado a valores varias veces superiores. Los casos más elocuentes de esta distorsión son el gas residencial y el gas natural comprimido para los vehículos. De nuevo surge la pregunta de rigor: a partir de ahora, ¿quién pagará el mayor precio de importación?

La generación eléctrica

En 2007, la demanda eléctrica argentina ha superado la oferta. Como consecuencia directa sobrevinieron cortes programados a industrias y grandes clientes. Ha sido necesaria la utilización de la hidroelectricidad a pleno durante el invierno, con la consiguiente reducción del nivel de los embalses del Comahue, preciada “reserva de agua” para generación futura. Por fin, se debió utilizar fuel oil y gasoil para reemplazar al gas como combustible para generadores eléctricos, con efectos negativos sobre la potencia entregada y los mayores costos asociados que ello implica.

Existe también en electricidad una señal de precios relativos que dista mucho de acercarse a los valores internacionales. Sólo se ha corregido parcialmente con algunos valores aplicados a la industria por sus consumos en exceso al año 2005, dentro del llamado Plan Energía Plus. Incentivada por los bajos precios, la demanda residencial y comercial sigue creciendo.

Resulta difícil imaginar que este desbalance entre oferta y demanda se pueda corregir en los próximos dos años. Las inversiones en generación eléctrica toman su tiempo e, incluso los ya anunciados ciclos combinados de 800 MW (2008), apenas conseguirán paliar las presentes y futuras nuevas demandas ya en ciernes. La escasez de gas obligará a recurrir al gas oil para hacerlos funcionar, con la consiguiente secuela de mayores importaciones y costos.

Las soluciones

Una vez que se plantea y se entiende el problema de la crisis energética y nuestro futuro, la solución comienza a ser poco a poco más clara, principalmente porque no hay demasiadas a la vista y termina por ser única. Lo que no quiere decir que sea de fácil implementación y, menos aún, indolora. Será dolorosa, en la Argentina, como en todo el mundo.

Como en el juego de la perinola, la respuesta que más abajo se acompaña podrá sonar a “ponga un poco de cada cosa”. Pero, es lo que nos espera. Aún así será difícil “alcanzar la demanda”, sin ir más lejos por los tiempos asociados a las puestas en marcha de proyectos energéticos como los que proponemos. Para entendernos: se necesitan 2 años para desarrollar ciclos combinados a gas, 4 años para una planta de regasificación, 4 años para una usina a carbón, de 4 a 5 años para una hidroeléctrica y 6 a 7 años para una central nuclear.

Veamos algunas iniciativas ineludibles:

Petróleo

> En términos de petróleo y derivados, el asunto es tan sencillo como prepararnos para importar cantidades crecientes, tanto de crudo como de fuel oil y gasoil.
> Habría que sincerar paulatinamente los precios domésticos, para permitir el libre juego de la oferta y la demanda, que evite la escasez. No hay energía más cara que la que no se tiene. Si no, preguntarle al productor de campo qué prefiere cuando le falta gasoil: ¿no tener o pagar el precio internacional? La respuesta es obvia.

> También promover, sin limitaciones, la inversión masiva en biocombustibles, comenzando por modificar la legislación actual que resulta demasiado restrictiva.

Gas natural

> El gas natural reclama la construcción del Gasoducto Noreste, amén de trabajar en sociedad con el gobierno boliviano para que se realicen las inversiones necesarias (que son muchas) en el *upstream* de ese país para que el ducto tenga la alimentación deseada. Un tema nada menor, por cierto.
> Construir una planta de regasificación con capacidad para 17 MMm3/d (un tren). Dejar previsto ya en las instalaciones y *facilities* la posibilidad de construir otro tren dentro de los próximos 10 años.
> Por fin, liberar paulatinamente los precios de toda la cadena de valor del gas natural. El propósito es múltiple. El primero es que los consumidores "se hagan cargo" de la realidad que nos espera en materia energética y adapten su consumo al nuevo escenario de escasez. Tarde o temprano ello ocurrirá, y mejor para todos que sea temprano. El segundo, aunque igual de importante, es lograr la realización de inversiones genuinas, frente a las nuevas señales de precios.

Generación eléctrica

> Al igual que a nivel mundial, la solución combina un poco de todo... pero rápido. Por lo pronto, seguir con el programa de ciclos combinados ya lanzado, a la espera del gas que pueda aportar el gasoducto desde Bolivia. Hasta tanto, se deberá utilizar gasoil.
> Lanzar una usina de generación a carbón de 800/1.000 MW. La Argentina cuenta con sólo una en San Nicolás, Provincia de Buenos Aires. El carbón, como ya se explicó, es abundante en el mundo y fácil de importar, contribuyendo así a una menor dependencia paulatina del gas natural.
> Lanzar la construcción de la cuarta usina nuclear de 1.000 MW (la tercera está en marcha) aprovechando el *know how* argentino en la materia.
> Continuar con el desarrollo hidroeléctrico. Todo proyecto debe ser bienvenido.
> Comenzar definitivamente con el desarrollo eólico y solar.

A manera de conclusión

Me arriesgo a decir que, si sentáramos alrededor de una mesa a diez argentinos expertos en energía, sus diagnósticos y sus *soluciones* serían muy similares a los planteados aquí. Tengo esa visión porque, a decir verdad, no hay otras. A nadie se le ocurriría hoy hablar seriamente de una economía girando alrededor del hidrógeno.

Quiero alertar, sin embargo, que el problema excede el marco del análisis energético. Debemos decidir quién se va a encargar de llevar adelante estos intentos de solución. Estados Unidos, Chile, China e Italia, por mencionar sólo algunos países, se encuentran hoy frente a dilemas energéticos muy similares a los nuestros y deberán decidir. También nosotros, los argentinos, debemos decidir. ¿Quién invertirá? ¿Será el Estado o serán los privados? ¿Será una combinación entre ambos? ¿Bajo qué marco regulatorio y jurídico? ¿Con qué *ingeniería financiera?* Si asumimos que la energía es escasa, también debemos saber que no sobra el tiempo.

8. Los caminos obligados

La canasta de energéticos

Aunque ciertamente no para todos, el Siglo XX se puede caracterizar como uno de energía *barata.* Esa condición definió en buena medida el perfil de nuestra actual forma de vida. Cien años atrás, el total del consumo humano alcanzaba apenas el 5% de la energía que hoy demanda. No existían ni el avión ni el aire acondicionado, todavía no había nacido el televisor y Henry Ford recién presentaba en sociedad su Ford T. Hoy difícilmente podamos dar marcha atrás en nuestras apetencias energéticas. Mucho menos si pensamos que, a nivel mundial, existen diferencias fenomenales en el consumo per cápita entre distintos países (sin ir más lejos, la distancia entre Estados Unidos y China es de 7 a 1).

Desde el punto de vista energético, entonces, tanto desde el análisis realizado de la posible oferta de cada fuente como de la realidad de la demanda, la época que viene traerá un sostenido crecimiento en los precios de la actual canasta de combustibles.

En el actual contexto es indudable el rol primordial que le cabe a la OPEP en el suministro de petróleo. Principalmente por la ya explicada imposibilidad del resto del mundo para incrementar la oferta, habiendo llegado hoy a su *plateau* y entrado en su posible declinación. Ahora bien, las reservas de los países de la OPEP tampoco son infinitas. En casi todos los casos, sus economías dependen de los ingresos derivados del petróleo y poco han podido hacer para modificar tal *dependencia.* Si usted fuese Arabia Saudita, ¿qué haría? ¿Entregaría hoy todo el preciado petróleo o intentaría dosificarlo para preservarlo, como fuente de bienestar, para sus futuras generaciones?

Para estos países, la mejor estrategia de largo plazo será ir encontrando el precio *máximo* del petróleo sin provocar una recesión en la economía mundial. Desde el 2000 hasta la fecha, ese precio ha ido subiendo año a año de 20 U$S/bbl, a 30, a 40, a 50, a 60, a 70. Pese a ello, el mundo siguió creciendo y el consumo, aumentando. En Europa, para entenderlo con un ejemplo, aún con el precio del petróleo en su valor actual de 70 U$S/bbl, el litro de nafta sigue teniendo un contenido impositivo promedio en el surtidor de 65% (como hace cinco años). En otras palabras, el consumidor paga el triple de lo que cuesta la materia prima, por decisión de su propio gobierno. Igual consume.

Sostengo que todavía hay un margen importante para el aumento del precio del petróleo sin entrar en recesión, la que podría sobrevenir por otras razones, de índole financiera o por liso y llano sobrecalentamiento.

Otras energías

Hemos recorrido en cada capítulo las distintas fuentes de energía que deberían ir, poco a poco, contribuyendo al crecimiento de la demanda y llegar en auxilio del petróleo con su realidad declinante. Pero, hemos visto también, con toda claridad, que ninguna de las otras fuentes goza de buena salud. Todas ellas viven su propio calvario. Ninguna aparece como la *bala de plata* a nuestro alcance. ¿Qué hacemos, entonces, frente a la actual y creciente demanda energética y de combustibles?

Muchos analistas confían en que los proyectos de investigación y desarrollo en curso aportarán nuevas y maravillosas fuentes que solucionen nuestros problemas energéticos y, también, ambientales. *El ser humano tiene una enorme creatividad, pronto surgirá la tecnología adecuada,* escuchamos con frecuencia. Mi opinión es que, posiblemente, habrá novedades, pero nada nos evitará entrar de lleno en la crisis que se avecina.

Analizando los últimos cien años de innovación, en rigor la única novedad de peso ha sido el desarrollo de la energía nuclear, hoy fuertemente cuestionada. Todas las demás fuentes eran ya conocidas a principios del Siglo XX y ocupan todavía hoy el 94% de la energía mundial.



P x Q. Oferta y Demanda

En la ecuación energética de P, precio, y Q, cantidad, ambas tan importantes para nuestra vida en general, la única variable que debería interesarle a partir de ahora a los países y a las sociedades en general es *asegurar Q*. A cualquier precio, porque la energía más cara es la que no se tiene.

Se viene la era de la escasez, ya es un secreto a voces. El gas natural sufre su cuello de botella con el LNG, el carbón sufre y seguirá sufriendo la embestida ambientalista (con razón), la energía nuclear (posible solución) llega con suerte a partir del octavo año de tomada la decisión y así sucesivamente. Los mercados han sabido interpretar esta realidad y están ajustando sus valores. Y seguirán ajustando.

Los caminos obligados

Luego de pensar en los escenarios posibles, habiendo profundizado en la posibilidad de cada fuente de energía de acuerdo a sus características y condicionantes, los caminos (aunque escabrosos) están a la vista... simplemente porque no hay otros.

El petróleo reclama ahorro y eficiencia. Podemos esperar que la ley de la oferta y la demanda cumpla su rol (en función de los elevados precios que se vienen), pero no será suficiente. Se debe actuar imponiendo a la industria automotriz la manufactura obligada de vehículos con mejor relación Km/litro e instrumentando velocidades máximas en las rutas.

La electricidad demanda artefactos domésticos de mayor rendimiento así como estándares de construcción y diseños de iluminación más eficientes. Habrá que analizar cuadros tarifarios con penalidades ejemplares al exceso de consumo, lo mismo que para el gas natural, al que se deberá sostener eliminando las trabas para la construcción de plantas de licuefacción y regasificación.

La energía nuclear necesita decisiones consensuadas que permitan el desarrollo de nuevas centrales mientras la producción de carbón deberá orientarse a tecnologías con menor emisión por MWh generado (sin dudas, los créditos de carbono serán un aliciente). Los renovables, por fin, esperan el empujón que los haga crecer, tecnologías mediante, a pesar de su mínima incidencia actual.

¿Quién se hace cargo?

Desde el tablero de las decisiones energéticas, los tiempos se cuentan en lustros o décadas. Cuando llega el dolor es tarde porque ya no hay tratamiento posible.

Se requieren verdaderos estadistas a escala mundial para corregir el rumbo a tiempo, principalmente porque ninguna de las soluciones posibles tiene *aceptación pública* inmediata.

No es posible pensar que el problema se resolverá con decisiones unilaterales de cada país porque su alcance es global. Toda decisión a nivel país afecta al resto del mundo.

Pensemos, sin ir más lejos, en el cambio climático. Una usina a carbón emite CO_2 a la atmósfera y afecta a todos por igual, no importa dónde esté instalada. Los impuestos y subsidios a la emisión deben ser acordados, entonces, por todos los involucrados.

Pensemos en la decisión de Estados Unidos de reemplazar un 20% de su consumo de naftas por combustibles renovables. En caso de lograrlo, habrá afectado a la industria alimenticia toda, con el consiguiente cambio en el estándar de vida del resto del mundo.

El tema energético, y sus consecuencias ambientales, debería ser capítulo uno en cualquier agenda de foro u organismo internacional que pretenda ocuparse de los temas globales.

Como consecuencia de los mayores precios de la canasta energética o como resultado del cumplimiento de las nuevas normas de convivencia, nuestra vida está cambiando. Y es sólo el comienzo.