

El inicio del fin de la era de los combustibles fósiles: crisis energética, material, climática y de reproducción social

La vida surgió y evolucionó en la Tierra a partir de una “sopa primigenia”, la civilización industrial la está empujando hacia una especie de “puré póstumo” en el que están revueltos todos los materiales que la componen.

José Manuel Naredo

La mayoría de la gente piensa que si el [ser humano] ha progresado hasta alumbrar la moderna era industrial es porque su saber y su ingenio no conocen límites (...). [Pero] todo progreso se debe a un especial suministro de energía, y en todo tiempo y lugar el proceso se evapora siempre que el abastecimiento desaparece. El saber y el ingenio son los medios con los que se consigue que el suministro de energía resulte operativo (...), sin olvidar que el desarrollo y la conservación del conocimiento también dependen de la disponibilidad de energía.

Howard Thomas Odum

En el capítulo anterior, abordamos la fase de caos sistémico del ciclo sistémico de acumulación estadounidense en sus facetas económica, militar y de legitimidad. También analizamos cómo los movimientos sociales se están articulando en este nuevo contexto. Ahora vamos a estudiar los elementos más de fondo de la Crisis Global, los aspectos que consideramos que marcan el punto final de las sociedades industriales y del capitalismo global, los que impedirán que se produzca un nuevo ciclo sistémico de acumulación. Entre estos factores destacan los límites ecológicos. Son estos los que, en última instancia, están poniendo fin a la carrera desenfrenada del capitalismo y no las contradicciones sociales o económicas. A fin de cuentas, la economía no es más que un subsistema de la sociedad, que a su vez es un subsistema de la biosfera. Es imposible que los profundos cambios en el entorno no tengan fuertes implicaciones en los órdenes sociales y económicos.

A lo largo del libro, hemos analizado cómo la cantidad y calidad de la energía disponible ha generado marcos de juego distintos y, con ello, organizaciones sociales diferentes. También hemos enfatizado la profunda dependencia del capitalismo fosilista del petróleo (y del resto de combustibles fósiles). Pero, el petróleo convencional disponible ya está declinando, y en breve le seguirán el carbón y el gas. Ante esto, las renovables, las energías nucleares, los combustibles no convencionales, incluso la combinación de todas estas fuentes, es impotente. Las características del crudo (alta densidad energética, múltiples usos, fácil transporte y almacenaje, disponibilidad permanente y alta TRE) lo vuelven insustituible. Por ello, el declive en la extracción del petróleo marca por sí solo una radical reconfiguración socioeconómica, en la que las sociedades tendrán que volver a emplear muchos esfuerzos en obtener energía. Este es el elemento central de la inviabilidad del capitalismo global.

A estas restricciones energéticas se están añadiendo las de muchos elementos fundamentales para las sociedades actuales (cobre, fósforo, tierra fértil, agua), un cambio climático de fortísimos impactos, la quiebra de muchos servicios ecosistémicos y la desatención social de los cuidados básicos para la reproducción de las sociedades humanas.

Ninguno de estos desafíos va a poder ser resuelto por un sistema tecnocientífico de capacidades intrínsecamente limitadas. Todo ello completa el marco de la Crisis Global que empezamos a dibujar en el capítulo anterior. Una Crisis Global para la que la humanidad dista de estar preparada, sobre todo en las sociedades de los Estados centrales.

8.1 El final de la energía abundante de origen fósil

El pico de los combustibles fósiles

En este apartado vamos a analizar las cantidades disponibles de los tres principales combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) en sus formatos convencionales. No hay una definición única, pero consideramos como no convencionales aquellos combustibles fósiles que tienen menos prestaciones energéticas por su calidad³¹⁰, por su costoso procesado³¹¹ o por la dificultad de extracción. De esta forma, incluimos dentro de esta categoría el petróleo y gas de aguas profundas (más de 500 m), ultraprofundas (más de 1.500 m) y de regiones árticas, las arenas petrolíferas o arenas bituminosas (*oil sands* o *tar sands*), los petróleos extrapesados³¹², el gas y el petróleo en rocas poco porosas como los esquistos o las pizarras (*shale gas* y *shale oil* o *tight oil*), los combustibles sintéticos derivados de la conversión de gas

310 Los petróleos de mejor calidad son los ligeros (menos densos) y dulces (con menos azufre), en contraposición de los pesados y agrios (con más de un 0,5% de azufre) (González, 2015).

311 Algunos requieren de tratamientos térmicos o procesos de dilución.

312 Contienen más carbono, azufre e impurezas. A mayor densidad del crudo, la extracción y distribución son más difíciles (González, 2015).

a líquidos (GTL, *gas to liquids*) y de carbón a líquidos (CTL, *coal to liquids*)³¹³, el kerógeno (*oil shales*), los hidratos o clatratos de metano, el metano de lecho de carbón (*coalbed methane*), la gasificación subterránea de carbón (UCG, *underground coal gasification*), el coque y los líquidos combustibles de gas natural (LCGN)³¹⁴. Los agrocarburos también se podrían meter dentro de esta categoría. Más adelante, entraremos en cada uno de estos tipos de combustible en detalle. El resto, son los fósiles convencionales de alta calidad, fácil acceso y mayor homogeneidad³¹⁵, que fueron prácticamente los únicos extraídos durante el siglo XX.

¿Qué es el pico de extracción de una sustancia no renovable? En la explotación de un recurso minero, la primera fase tiene forma de curva ascendente (figuras 8.4 y 8.5). Es una etapa en la que cada vez se puede obtener más cantidad de flujo de materia prima. En ella, se encuentran los yacimientos más accesibles y grandes y, con la experiencia acumulada, se explotan otros de forma sencilla. Pero, inevitablemente, llega un momento en el que la capacidad de extracción empieza a declinar³¹⁶. El punto de inflexión es el “pico de la sustancia”. Durante la segunda fase, esta se consigue en cantidades decrecientes, es de peor calidad (puesto que primero se explotan los mejores) y más difícil de conseguir (ya que al principio se eligen los emplazamientos de más fácil extracción y de mayor tamaño³¹⁷, y además la sustancia cada vez es más difícil de sacar³¹⁸). De este modo, una vez sobrepasado el pico, lo que resta es una disponibilidad decreciente, de peor calidad, y más difícil técnica, financiera y energéticamente. También es un método más contaminante y que por lo tanto requiere de más medidas paliativas. Todo ello implica una tensión hacia el aumento del precio de la materia prima, si la demanda se sostiene, hasta chocar con el techo de precio asumible económicamente. Asimismo, la menor capacidad de controlar el flujo puesto en el mercado facilita la especulación con él, lo que se ve amplificado por el funcionamiento de los mercados financieros³¹⁹. Esto supone un escenario de precios con picos altos, pero con fuertes fluctuaciones, lo que

313 El GTL y el CTL implican una serie de reacciones químicas que convierten el gas y el carbón en hidrocarburos de cadenas más largas, similares a la gasolina o el diésel.

314 Son hidrocarburos, diferentes del CH₄, que se separan del gas natural en una planta de procesamiento.

315 En todo caso, cada yacimiento de crudo tiene características únicas. Tras el refinado, es cuando se obtienen productos similares, como la gasolina o el queroseno (González, 2015).

316 Lo habitual es que un campo petrolero llegue a su pico cuando se ha explotado el 30% de sus reservas; que la extracción baje al 85% del valor pico cuando se han consumido el 50% de las reservas, y sea del 50% con el 80% de las reservas extraídas (Turiet, 2016a).

317 Los yacimientos pequeños es difícil que compensen la caída de los grandes, pues su ritmo de extracción decae más rápidamente, lo que obliga a perforarlos en una cantidad creciente.

318 En el caso del petróleo convencional, al principio este fluye de forma sencilla a la superficie debido a la presión a la que está almacenado. Así se recupera el 12-15% del yacimiento. Pero, conforme el campo se va agotando el petróleo debe ser empujado inyectando grandes cantidades de agua. Esto permite extraer un 15-20% más. Finalmente, es necesario usar métodos complejos y costosos, como la inyección de vapor, productos químicos, áridos, gases, acción microbiana, calor o una combinación de ellos (Prieto, 2012a; Muggerridge y col., 2013). El petróleo que va quedando es el más pesado, el de peor calidad, y una parte de él nunca se llega a extraer.

319 Apartado 6.5.

conllevará que la decadencia de la disponibilidad dependa, una vez pasado el pico, más de las cada vez menos rentables e inciertas inversiones económicas, que de la caída geológica del recurso. Sobre los precios y las implicaciones económicas de pasar el pico de extracción volveremos más adelante.

El pico de extracción se calcula a partir de los datos de recursos o de reservas³²⁰. Pero, cuándo suceda el cénit depende también de otros factores como los políticos (ayudas públicas, inestabilidad, apuesta por el reciclaje en el caso de los minerales), económicos (inversiones), sociales (resistencias a la explotación), ambientales (falta de otros elementos necesarios para la extracción), geológicos (descenso de ley en las minas) o tecnológicos (mejoras en la maquinaria). Algunos de ellos están comprendidos en el cálculo si se usan reservas, pero otros no. En cualquier caso, todos ellos condicionan cuándo es el cénit y, sobre todo, cómo es el descenso de la extracción una vez se sobrepasa.

El pico del petróleo convencional (y probablemente de todos los tipos de petróleos) ya pasó

Hay varias dificultades para proyectar la evolución de la disponibilidad de petróleo. La primera es que no hay datos fiables ni de la extracción, ni de las reservas, pues interesa hincharlos por motivos políticos³²¹ y financieros³²² (Lahèrre, 2013; Zittel, 2013). Además, las reservas no son estáticas (pueden incrementarse por descubrimientos, precios más altos que hagan viable la explotación de nuevos campos, cambios normativos o nuevas tecnologías). Un tercer problema es que la AIE (Agencia Internacional de la Energía) y otros organismos alientan la confusión sobre qué es petróleo, pues las estadísticas suelen mezclar el petróleo con otros productos semejantes, pero con distintas prestaciones y calidad energética³²³. Estas diferencias

320 Recurso sería la cantidad de un compuesto cuya extracción es posible o potencialmente posible. La fracción de ese recurso que es legal y económicamente extraíble es la reserva.

321 Un ejemplo del manejo político de los datos es que, entre 1986 y 1989, coincidiendo con la decisión de la OPEP de adoptar un sistema de cuotas, se produjo un enorme y abrupto incremento en las reservas probadas de varios de los países miembro. Esos añadidos se realizaron sin ningún nuevo descubrimiento significativo.

322 El valor de las compañías petroleras en bolsa está condicionado por el tamaño de sus reservas, lo que les induce a inflarlas y promover la confusión entre recursos y reservas.

323 En 2015, el petróleo crudo convencional y los condensados (hidrocarburos ligeros que se encuentran con frecuencia en los yacimientos en forma líquida en la superficie del pozo) representaban unos 68 Mb/d (por debajo del máximo histórico de 70 Mb/d de 2005). El resto hasta 93-94 Mb/d fueron otros productos (Turiel, 2015a). Entre estos se encontraban: i) Las "ganancias en refinerías" no son más que un artificio contable desde el punto de vista energético, pues solo aumenta el volumen de los productos que salen de la refinería respecto a los que entran, pero su capacidad calorífica total desciende. ii) Los petróleos de roca poco porosa tienen una proporción de hidrocarburos de cadena corta bastante más elevada que el crudo promedio, por lo que sirven poco para el diésel. Además, requieren mucha energía para su extracción, dejando poca energía neta. iii) Los petróleos extrapesados necesitan, o bien, grandes cantidades de gas natural, o bien, ser combinados con petróleo ligero para que su refinado sea posible; además de dejar pobres energías netas. iv) El biodiésel no se puede usar solo, sino combinado con diésel. En general, los agrocarburos necesitan en su producción aproximadamente la misma energía que liberan en su uso. v) El CTL y GTL requieren mucha energía en su síntesis química, dejando pobres rendimientos energéticos. vi) Los LCGN no

se enmascararan al dar los datos en masa o volumen y no en unidades energéticas.

A pesar de estas limitaciones, hay varias evidencias que muestran que el pico del petróleo convencional quedó atrás. Una primera es que, si hasta 1973 la extracción mundial de petróleo aumentó un 7-8% al año, a partir de 1979 el incremento disminuyó al 1-2% (Zittel, 2013). Pero, en 2005 la extracción de petróleo convencional se estancó en una meseta irregular (figura 8.1) (Lahèrrere, 2013; Zittel, 2013; Zittel y col., 2013; Mushalik, 2014; Cobb, 2014; IEA, 2010, 2012, 2015).

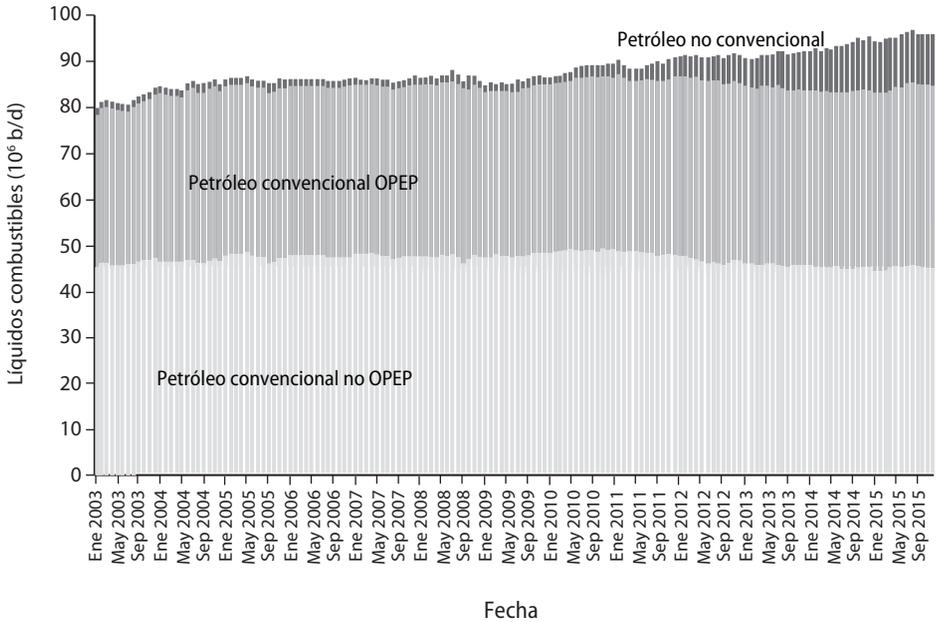


Figura 8.1 Extracción de petróleo mundial (Berman, 2015).

En consonancia, la extracción de petróleo convencional declina en casi todo el mundo a pesar del aumento en las inversiones³²⁴. Muchos países ya han superado su cénit petrolero³²⁵. En realidad, solo tres no lo han hecho claramente: Canadá,

sirven para refinar diésel y contienen un 25-40% menos de energía por volumen que el petróleo convencional. En realidad, esas diferencias en la calidad energética también se producen dentro de los propios petróleos crudos convencionales y no convencionales.

324 Las inversiones en petróleo y gas casi se triplicaron desde el año 2000 hasta el 2013. A pesar de ello, la extracción aumentó apenas un 17% en ese periodo (IEA, 2014b).

325 En 2016, 33 de los 50 países extractores habrían sobrepasado su pico. Entre ellos están: EEUU (1970), Indonesia (1977), Rumanía (1977), Egipto (1993), Argentina (1998-2001), Reino Unido (1999), Uzbekistán (1999), Noruega (2001), Yemen (2002), México (2004), Dinamarca (2004), Guinea (2005), Nigeria (2005), Arabia Saudí (2005), Argelia (2005), EAU (2006), Ecuador (2006), Angola (2008), Irán (2012), Rusia (2012), Kuwait (2013). En el caso de Arabia Saudí, aunque no se ha declarado oficialmente que haya superado su pico, Aramco, la compañía estatal, no aumentó su extracción cuando los precios eran máximos e inició la exploración de petróleo en aguas profundas en el mar Rojo y Sudamérica. Además, las grandes reservas que tiene declaradas no se sostienen con datos empíricos (Zittel, 2013; Zittel y col., 2013).

Kazajistán e Irak. (Patterson, 2014d). Esto implica que el suministro de petróleo está en manos de un número de Estados cada vez menor, entre los que destacan Arabia Saudí, Rusia y EEUU. Para 2030, Europa, Australia y EEUU probablemente no pondrán petróleo en el mercado internacional (Zittel, 2013). Además, los principales campos (Ghawar en Arabia Saudí, Burgan en Kuwait, Cantarell en México, Daquin en China, Samotlor en Rusia) también han sobrepasado su cénit. Esto es especialmente significativo, ya que el 50% del petróleo mundial sale de 120 campos y el 25% solo de 20 (Energy Watch Group, 2010; Ruyet, 2012; Patterson, 2014c).

La segunda prueba es que los petróleos no convencionales cada vez suponen un mayor porcentaje del petróleo consumido³²⁶, lo que indica que escasean las reservas convencionales. En este mismo sentido, están aumentando los costes de extracción de crudo³²⁷.

La tercera evidencia reside en el ritmo de descubrimiento de nuevos yacimientos. Los máximos hallazgos se habían producido en la década de 1960, con 50.000-60.000 Mb/año, aunque los campos mayores datan de antes³²⁸ (figura 8.2a). Desde entonces, el número de descubrimientos ha ido cayendo, así como el tamaño de las reservas encontradas³²⁹ (aunque hubo un repunte en la década de 1990 con los descubrimientos en el golfo de México, las costas brasileñas y angoleñas, y el mar Caspio³³⁰; y otro en la de 2010). Los descubrimientos en aguas profundas también han tocado techo y están declinando, aunque han aumentado en porcentaje³³¹. En 1980, el consumo anual superó a los descubrimientos. A principios de la década de 2010, el ritmo de descubrimientos era de unos 16.000 Mb/año, mientras el consumo era de unos 31.000 Mb/año y el 70% del petróleo provenía de yacimientos de más de 30 años. Esto implicó que, para sostener ese consumo, hacía falta encontrar el petróleo equivalente al existente en tres mares del Norte y, para mantener el alza del consumo prevista por la AIE, en seis Arabia Saudí. Todo ello entre 2010 y 2030, algo a todas luces imposible (Energy Watch Group, 2010; Marzo, 2011a; Bermejo Gómez, 2012; Prieto, 2012b; Lahèrre, 2013; Zittel, 2013). En EEUU, el lapso de tiempo que pasó entre el periodo en que se habían encontrado las mayores reservas y el pico del petróleo (1970) fue de unos 40 años. Ahora probablemente esté sucediendo lo mismo a escala mundial.

326 Han pasado de representar el 3% en 1965 a cerca del 20% en 2014 (González, 2015).

327 El 11-15%/año desde 2000 a 2013, mientras que entre 1985 y 1999 el incremento fue del 0,9%/año (Zittel y col., 2013; Kopits, 2014).

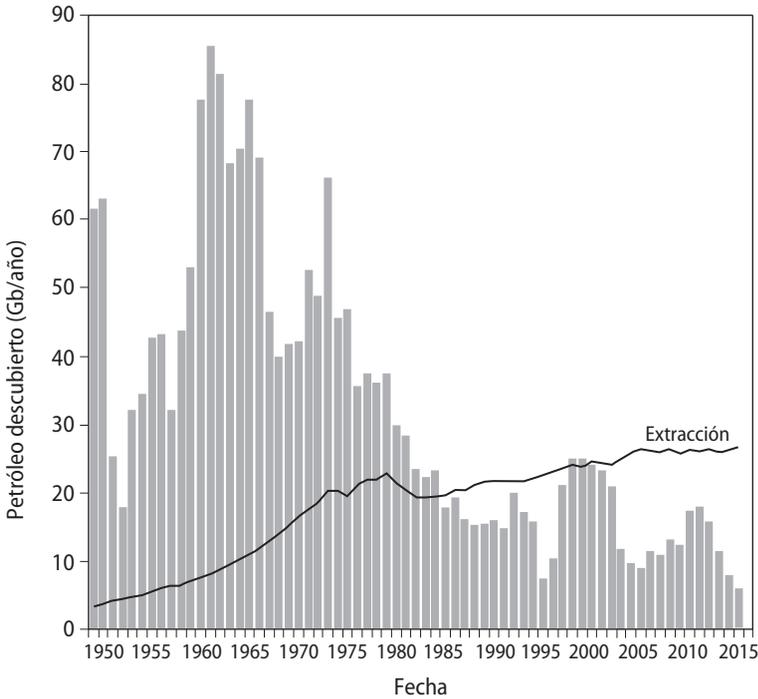
328 En 1938, se descubrió el campo de Burgan (Kuwait), con 32-75 Gb, y en 1948 el Ghawar (Arabia Saudí), con 66-150 Gb. Ambos suman el 8% del petróleo encontrado (Energy Watch Group, 2010).

329 En 2015, los descubrimientos encadenaron 6 décadas de descenso (Katakey, 2016).

330 De la zona del Caspio (Kazajistán, Azerbaiyán) se están extrayendo 3 Mb/d, mucho menos de las expectativas existentes en 2000, cuando se especulaba que sus reservas rivalizaran con las de los países árabes en 2015-2020. Allí se descubrió el último gran campo, el Kashagan (Kazajistán) en 2000 (Zittel y col., 2013). El resto de los 20 mayores, a excepción de Shaybah en Arabia Saudí, entró en explotación antes de 1982 (Ruyet, 2012).

331 En 1990, solo el 2% de los descubrimientos era en aguas ultraprofundas. En 2005, fue el 60% (Hall y Klitgaard, 2012).

a)



b)

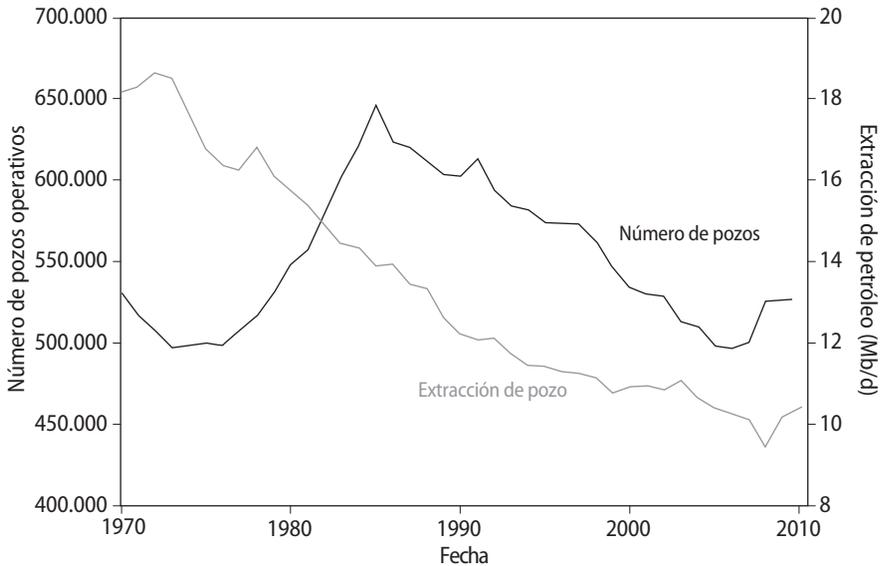


Figura 8.2 a) Descubrimiento de campos petroleros y consumo (Mantilla, 2016).
 b) Productividad de los pozos petroleros de EEUU y número de pozos abiertos (Hughes, 2013).

Además, la productividad de los campos nuevos es mejor. Por ejemplo, en EEUU tras el pico de extracción se intentó sostener la explotación de petróleo aumentando el número de pozos perforados, pues la productividad por pozo caía inexorablemente (figura 8.2b). Esto fue inútil, al ser los nuevos yacimientos de menor tamaño, por lo que decaían antes.

Todo esto en lo que concierne a los petróleos convencionales, pero es posible que en 2015 se produjese el pico de todos los tipos de petróleo³³² (figura 8.1) (Political Economist, 2016), aunque el proceso podría alargarse hasta 2024 (Lahèrrere, 20013; Patterson, 2014a, 2016b; Political Economist, 2014; Mediavilla, 2015; Li, 2017). En los países no OPEP, será donde antes se alcance el pico y en la OPEP esto ocurrirá hacia el 2020. Las exportaciones de la OPEP terminarán antes de 2050 (Lahèrrere, 2013). El pico de consumo per cápita se alcanzó en 2013 (Tverberg, 2016c). Pero estos datos son en volumen. Si lo que se mide es la energía neta del petróleo, considerando que hay petróleos de distintas calidades y facilidades de extracción, Turiel (2012c) apunta que el año de inicio de la declinación terminal de la energía neta podría haber ocurrido ya.

Ante esto, además de los petróleos no convencionales que analizaremos más adelante, restan pocas alternativas. Una es incrementar las tasas de extracción de crudo de los pozos existentes. Para ello, hay una amplia panoplia de tecnologías probadas y en desarrollo³³³. En cualquiera de los casos, no llegan a incrementar mucho la extracción³³⁴ (figura 8.3), son caras³³⁵, muestran sus resultados meses o años después de su puesta en marcha (lo que dificulta las inversiones) y solo algunas de ellas se pueden aplicar en los campos marinos (Muggeridge y col., 2013), por lo que no pueden considerarse una alternativa real para sostener apreciablemente el consumo de petróleo³³⁶. Además, estos métodos disminuyen la cantidad total de recurso recuperable, al tiempo que hacen que el ritmo de descenso del flujo de crudo sea mayor una vez que empieza³³⁷.

332 Entre 2008 y 2015, el petróleo de roca poco porosa en EEUU y las arenas bituminosas de Canadá sumaron el 80% del incremento de la extracción de crudo, condensado y LCGN. La vuelta de Irak al mercado significó otro 18% (Mearns, 2017).

333 La mayoría fueron inventadas en la década de 1970. Destacan la inyección de gases, de gases y agua, de polímeros que hacen menos viscoso el crudo y de vapor. Pero algunas están en desarrollo, como los microorganismos que permitan incrementar la recuperación de petróleo y gas (Martín-Sosa, 2016a).

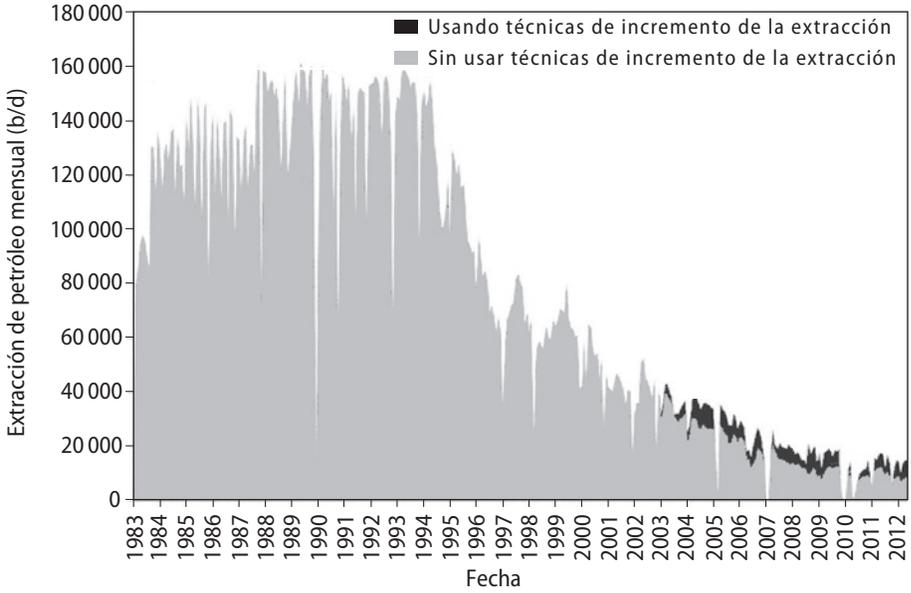
334 Ni un 10% (Muggeridge y col., 2013).

335 El coste de las técnicas de mejora de la recuperación es de 30-80 \$/b. Además, mientras en la década de 1990 las nuevas tecnologías redujeron los costes de extracción, esto ya no ocurre (Marzo, 2011a).

336 En la década de 2010, representaban poco más de 0,5 millones de barriles de petróleo de los 85 extraídos (Santiago, 2015).

337 Pasando del 3% al 8-14% (Keefer, 2009; Turiel, 2013a).

a)



b)

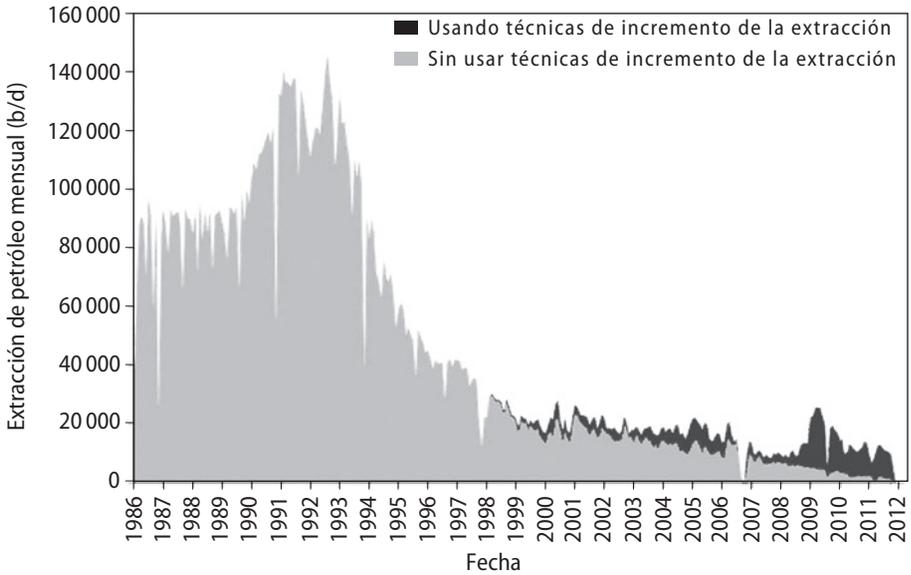


Figura 8.3 Extracción de crudo de los campos Magnus (a) y Ula (b) sin usar técnicas de incremento de la extracción y utilizándolas (Muggeridge y col., 2013).

Se podría pensar que un aumento del coste del crudo incentivará una mayor extracción de campos no rentables, pero Hirsch y col. (2005) concluyen que ni el aumento de precio, ni las mejoras tecnológicas consiguieron revertir apreciablemente la caída en la extracción de crudo en EEUU, simplemente la hicieron algo más suave. La aparente excepción ha sido la extracción de petróleo de roca compacta, que ya veremos que es el “canto del cisne” de la industria petrolera, además de un producto de la especulación financiera. En el fondo, el precio del crudo no puede subir sin producir crisis económicas, como argumentaremos más adelante, lo que inutiliza esta “alternativa”.

Una tercera opción es sintetizar “petróleo”. Este sería el caso de los agrocarburos (que analizaremos más adelante) y del CTL y GTL. Todos se caracterizan por tener TRE bajas y poder producirse en cantidades totales pequeñas, lo que descarta estas alternativas.

Como síntesis, Hirsch y col. (2005) hacen una estimación de cómo se podría paliar la caída en el petróleo disponible con mejores técnicas que aumenten la extracción, usando CTL y GTL, petróleos pesados y mejorando la eficiencia de los vehículos. A pesar de que muchos de sus supuestos son optimistas, en caso de que estas medidas se empiecen a implantar llegado el pico del petróleo, algo que *grosso modo* está ocurriendo, la suma de todas sería incapaz de detener la caída de crudo disponible.

En el siguiente capítulo entraremos en cómo será la curva de caída de la disponibilidad del petróleo, que es tan importante como conocer cuándo será el pico. Ahora solo mostramos los datos considerando únicamente la geología (figura 8.4). Los descensos por agotamiento físico varían entre un 2% y un 20% al año, con un promedio del 6-9%³³⁸ (Biol, 2008; Marzo, 2011a; IEA, 2013, 2016; Turiel, 2016a). Los ritmos de declive anuales serán mayores en los campos marinos (12%) que en los terrestres (6%) y fuera de la OPEP (7,8%) que en la OPEP (4,5%) (IEA, 2013). Con proyecciones de reducción menores gracias al uso de los petróleos no convencionales (2-3% al año), Zittel y col. (2013) pronostican una reducción del 40% de la extracción en 2030 respecto a 2012³³⁹. Estos resultados son similares a los que propone Campbell (2013). Pero es importante subrayar que estas predicciones están hechas considerando que el sistema económico va a seguir funcionando a pesar de la contracción energética, algo que, como veremos, es imposible. Por ello, los descensos reales de combustibles fósiles disponibles probablemente serán más acusados.

338 Con un descenso del 6%, la disponibilidad de petróleo convencional de los campos actuales en 2035 sería un 75% menor a la de 2012 (IEA, 2013). La bajada de la extracción de los campos petroleros estadounidenses pasó del 5%/año en 2008 al 10%/año en 2013. En Arabia Saudí, en 2013 estaba en el 5-12%/año (Patterson, 2014a, 2014b).

339 La extracción del crudo europeo era en 2012 un 60% inferior a la de 2000 (Zittel y col., 2013).

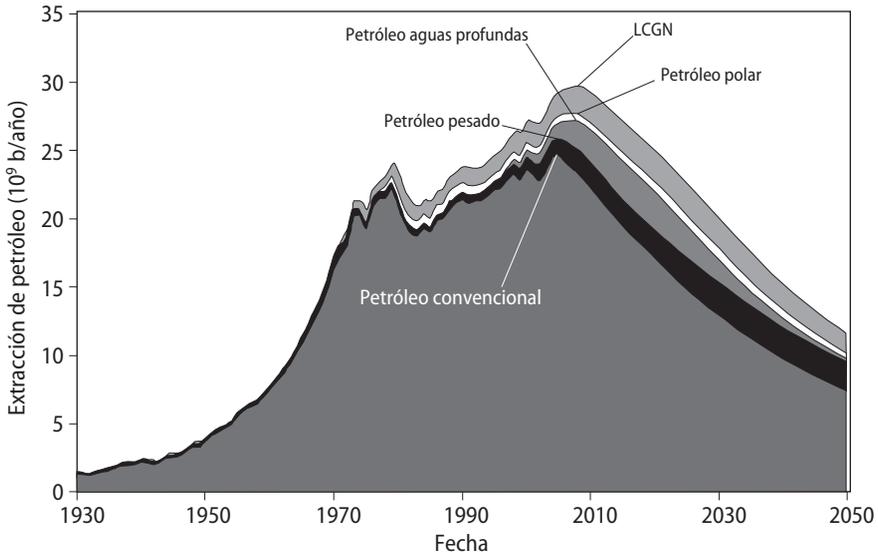


Figura 8.4 Extracción de petróleo y proyección futura³⁴⁰ (Heinberg, 2012).

La situación será muy diferente en los países con petróleo que en los que no lo tienen. En los exportadores que ya han superado su pico, debido a su consumo interno³⁴¹, la proporción de petróleo disponible para la exportación decae más rápidamente que la extracción³⁴².

El pico del gas está a la vuelta de la esquina

La explotación del gas natural³⁴³ es más eficiente que la del petróleo³⁴⁴. Sus reservas son más fáciles de conocer que las del petróleo, ya que no existe una OPEP del gas y no está sujeto a cuotas, por lo que hay un factor menos que estimule el falseamiento de los datos. En 1971, se alcanzó el techo de descubrimientos y, desde principios de la década de 1990, se consume más gas del que se descubre (Bermejo Gómez, 2008). El gas natural probablemente alcanzará su techo en 2020-2039 (figura 8.5) (Lahèrre, 2013; Zittel y col., 2013; Political Economist, 2014, 2016; Valero y Valero, 2010b, 2014; Coyne, 2015; Mediavilla, 2015; Li, 2017).

340 En esta figura no se contemplan los petróleos más costosos como el kerógeno, ni los embebidos en rocas poco porosas.

341 Los 33 países que bombean más de 100.000 b/d han aumentado su consumo del 16% al 17,5% del total mundial entre 2006 y 2011 (Bermejo Gómez, 2012).

342 Según los datos históricos, por cada 1% que retrocede la extracción, las exportaciones bajan un 2%. Unos 5-15 años después del pico, estos países dejan de exportar y el 90% de las exportaciones pospico se producen en los 2 primeros años (Turriel, 2012a; Martenson y Brown, 2015).

343 En un 87-97% es metano (Pérez, 2017).

344 Se recupera un 75-90% del presente en las bolsas.

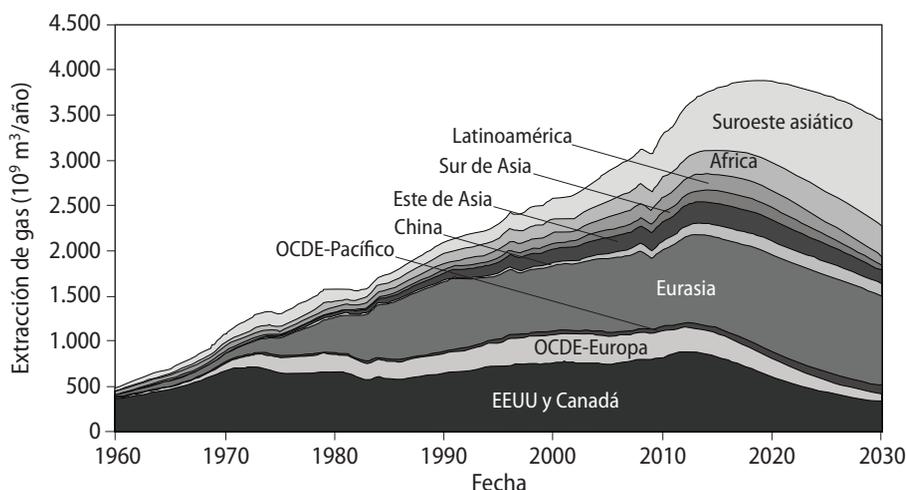


Figura 8.5 Extracción mundial de gas y proyección futura (Zittel y col., 2013).

A diferencia del petróleo, el gas es más complicado de transportar a grandes distancias. La forma preferible de traslado es a través de gaseoductos, pero tienen un alcance máximo de unos 4.000 km por tierra y 2.000 bajo el agua. Alternativamente, se puede licuar, ser transportado por mar y regasificado, pero esta opción es cara económica y energéticamente³⁴⁵. Por ello, la distribución se circunscribe fundamentalmente al radio de acción de los gaseoductos, lo que genera un mercado norteamericano, otro europeo y otro asiático³⁴⁶. Además, las reservas de gas están más concentradas en menos yacimientos y países³⁴⁷ que las de petróleo (Bermejo Gómez, 2008). Ambos elementos implican que en distintos lugares del planeta el pico del gas variará. Por ejemplo, en EEUU será alrededor de 2020. Es más, el gas convencional ya está declinando en Europa y Norteamérica (Watch Group, 2009; Zittel y col., 2013). En general, en la OPEP el pico ocurrirá alrededor de 2050 y fuera de la OPEP en 2020 (Lahèrre, 2013).

La disponibilidad de carbón será la que más lentamente decaiga

Hay cuatro tipos de carbón: i) antracita (66% del contenido energético promedio del petróleo medido en masa); ii) carbón bituminoso (50%); iii) subbituminoso (25%); y iv) lignito. De este último es del que hay menores reservas. El 40% del carbón que se explota en el mundo es en superficie y la gran mayoría de las minas no sobrepasa los 1.000 m de profundidad (Heinberg, 2009a; Zittel y col., 2013).

Un problema importante para calcular el momento en el que se producirá el pico del carbón es que la información sobre las reservas es la más deficiente de los tres

345 Todo el proceso de licuefacción, conservación y regasificación consume un 30% más de energía que el transporte por tubería (Americans Against Fracking, 2014).

346 En 2015, el comercio de gas licuado supuso un 10% del consumo mundial (Pérez, 2017).

347 Irán tendría el 18%, Rusia el 17% y Qatar el 13% de las reservas (BP, 2014).

combustibles fósiles, y los datos de las existencias están inflados o rebajados en distintos países. Aun así, se pronostica que el pico en masa del carbón se producirá en 2025-2040, probablemente más cerca de la primera fecha³⁴⁸ (figura 8.6) (Energy Watch Group, 2007, 2010; Heinberg y Friedley, 2011; Mediavilla, 2013, 2015; Capellán-Pérez y col., 2014; Zittel y col., 2013; Political Economist, 2014; Zittel y Schindler, 2014; Political Economist, 2016; Li, 2017). Si se mide en términos energéticos, considerando las distintas calidades de los distintos carbones, el pico se situaría en 2011-2030 (Heinberg y Friedley, 2011). Una muestra de que el cénit está cerca es que casi todas las reservas de antracita están agotadas (Morgan, 2013). Lo mismo le ocurre a los depósitos cercanos a la superficie (Zittel, 2013). Otra muestra es que, desde 2014, está descendiendo la extracción mundial de carbón (BP, 2016; IEA, 2015, 2016).

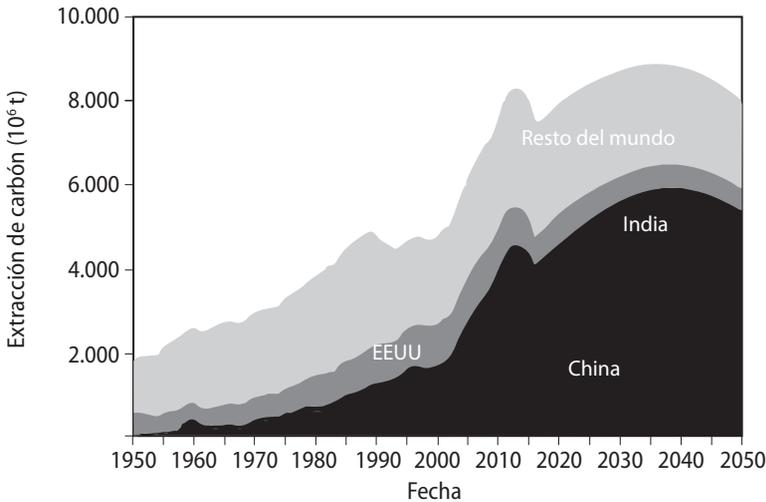


Figura 8.6: Extracción de carbón y proyección futura (Li, 2017).

La tasa de descenso del carbón será más lenta que la del resto de combustibles fósiles, pues su extracción es menos intensiva en energía y tecnología. El 85% de las reservas están en EEUU, Rusia, China³⁴⁹, Australia e India³⁵⁰, por este orden, acumulando EEUU 1/4 del total, aunque en este país ya ha pasado el pico del carbón en términos energéticos. China es el principal extractor de carbón pero; como les ocurre a EEUU, Rusia e India; no tiene capacidad de exportar, es más, necesita importar carbón para cubrir su demanda interna³⁵¹ (Heinberg y Fridley,

348 Otros estudios sitúan el pico más atrás, en 2059 (Valero y Valero, 2014).

349 Aunque las estadísticas chinas son bastante dudosas y es probable que haya más carbón del que el Gobierno afirma tener (Zittel, 2013).

350 El carbón indio es de baja calidad (Zittel y col., 2013).

351 En 2011, China e India importaron conjuntamente 297 millones de toneladas, un 70% más de lo que había comprado en los mercados internacionales Japón, el principal importador el año anterior. Solo 10 años antes, China exportaba 70 millones de toneladas (Zittel y col., 2013). Entre 2010 y 2015, el 85% de la potencia eléctrica instalada a partir de centrales térmicas de carbón en el mundo se construyó en China e India (Yeo, 2016).

2011; Zittel, 2013; Zittel y col., 2013; BP, 2014). Al igual que ocurre con el gas, el mercado del carbón es regional³⁵².

Tres techos en uno (cuatro si se considera el uranio)

Hemos abordado los picos de extracción de los combustibles fósiles como si fuesen procesos independientes. En realidad esto no es así, pues todos ellos están interrelacionados pero, especialmente, el pico del petróleo influirá en el resto. La escasez de petróleo va a afectar de forma importante a los flujos de carbón y gas, porque desde la extracción a la comercialización se usa petróleo en toda la maquinaria. De este modo, el petróleo es un importante subsidio energético para conseguir el resto de fuentes fósiles.

Además de esta interdependencia, el techo del petróleo coincide *grosso modo* con el de los otros combustibles fósiles. Se producirán, pues, tres picos en uno (en realidad cuatro si incluimos el del uranio, que abordaremos más adelante). El cénit combinado de todos los combustibles fósiles se producirá en 2020-2038, probablemente más cerca de los primeros años que de los últimos (figura 8.7) (Valero y Valero, 2010b; Campbell, 2013; Zittel y col., 2013; Capellán-Pérez y col., 2014; García-Olivares, 2014). El sector que más sufrirá será el transporte, pero la generación de electricidad es probable que no sea capaz de cubrir la demanda en torno a 2025-2035, incluso con una fuerte promoción de las renovables (Capellán-Pérez y col., 2014). En la medida que se intente sustituir el petróleo por gas o carbón (en los casos que sea posible) esto redundará en un adelanto de sus respectivos picos y en una bajada mayor de las tasas de extracción posteriores.

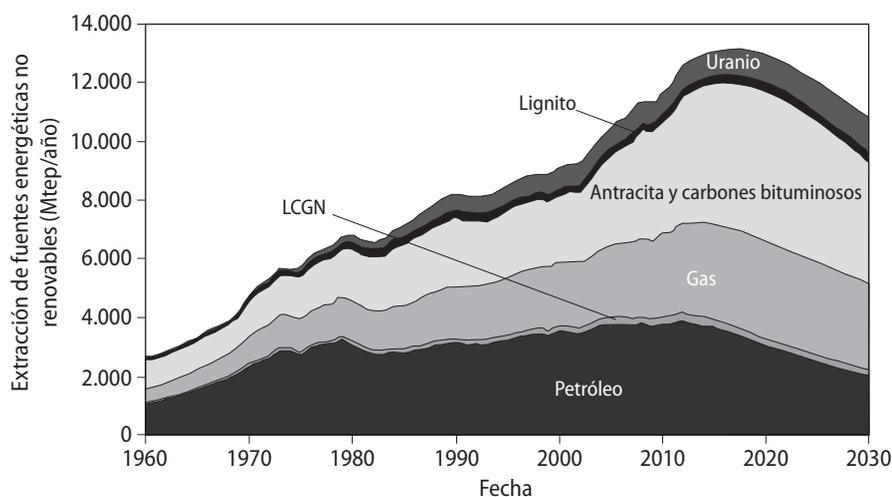


Figura 8.7 Disponibilidad de fuentes energéticas no renovables y proyección futura (Zittel y col., 2013).

³⁵² Solo el 15% de la extracción se exporta. Sin embargo, los volúmenes comercializados se han más que doblado desde 2001. Los principales exportadores son Australia, Indonesia y Sudáfrica (Energy Watch Group, 2007, 2010; Zittel y col., 2013; Zittel y Schindler, 2014).

Aunque los tres combustibles son intercambiables en bastantes de sus usos³⁵³ (por ejemplo, se puede alimentar un motor de gasolina con gas natural con pequeñas adaptaciones, o se pueden fabricar líquidos similares a la gasolina y al diésel a partir de carbón y gas natural), la sustitución del petróleo por otros combustibles fósiles, especialmente en el transporte (figura 6.1c), no se está llevando a cabo de forma sustancial, ni se va a producir. Esto se debe a: i) Lo desmesurado de las inversiones en infraestructuras que sería necesario realizar, que además se amortizarían en plazos dilatados³⁵⁴. ii) En una economía que está en expansión es fácil sumar el gas natural como fuente energética y que sustituya al petróleo en algunos usos, como de hecho ha ocurrido en el pasado³⁵⁵. En cambio, en una economía en recesión va a ser mucho más difícil encontrar los fondos necesarios para reconvertir lo que se hacía con petróleo. iii) El tiempo que implicaría la transición energética vuelve dicha sustitución absurda, pues los picos están casi pegados. iv) Los altos costes energéticos de algunos procesos, como GTL y CTL. v) No todo es sustituible. Por ejemplo, los vehículos que se mueven con diésel (sus motores no pueden adaptarse a funcionar con gas natural). vi) Y, como hemos visto, transportar y almacenar el gas es más costoso y complejo que el petróleo, que además tiene la infraestructura ya construida. Como remacha Turiel (2013c): “No necesitamos gas: necesitamos petróleo. El gas solo sigue al petróleo”.

En realidad, esto es solo una parte de la historia, pues es probable que los tres combustibles fósiles tengan el pico a la vez, no por causas geológicas, sino económicas. Para sostener su extracción es necesario un sistema económico que crezca y funcione. Más en concreto, en el que haya una demanda sostenida por la deuda. Sin este requisito, no habrá empresas que extraigan y los tres combustibles podrán caer a la vez. Sobre esto volveremos más adelante.

La tasa de retorno energético (TRE) mengua

La energía bruta no marca cuánta energía le queda disponible a la sociedad, pues hay que descontar la energía requerida para obtenerla. Para estimar la energía neta es necesario conocer la tasa de retorno energético (TRE o EROEI, por sus siglas en inglés). La TRE es el cociente entre la energía obtenida y la energía invertida para ello³⁵⁶.

353 Esto es lo que permite que, temporalmente, el crecimiento económico sea sostenido por otras fuentes energéticas. Así, el incremento del “petróleo” disponible entre 2004 y 2013 fue pequeño (de 74 Mb/d a 76 Mb/d), pero el consumo de energía total creció en un 20%, sobre todo espoleado por el carbón (Macdonald, 2013). Un ejemplo de esta sustitución es que cada vez se utiliza menos el petróleo para la extracción de fósiles y más el gas natural (y la electricidad) (JotaEle, 2017).

354 La inversión incluiría instalar dispensadores de gas natural comprimido, aumentar las plantas de almacenamiento de gas y de regasificación (más de 1.000 millones de euros por planta), incrementar la flota de buques metaneros (200 millones de euros por buque), etc. (Turiel, 2013d).

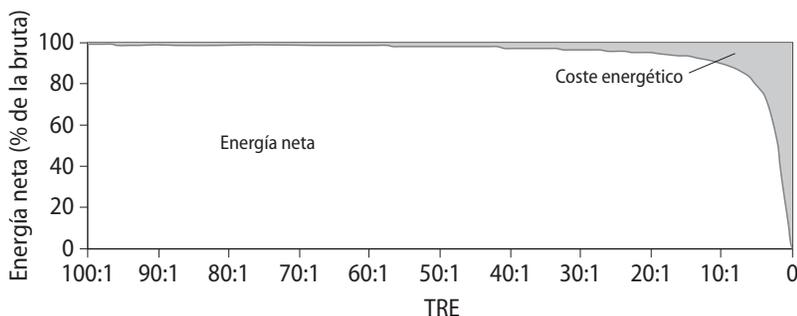
355 Apartado 6.1.

356 La TRE es una medida indirecta de la exergía, es decir, de la cantidad de energía de una determinada fuente que puede ser aprovechada para hacer trabajo útil.

Calcular el numerador del cociente (la energía obtenida) es más complicado de lo que parece, pero calcular el denominador lo es mucho más³⁵⁷. Además, la TRE no es un valor inamovible, sino que evoluciona con el tiempo y el contexto, pues depende de las infraestructuras, la tecnología disponible o la calidad de la energía obtenida. Su resultado también depende de la velocidad a la que se quiera obtener el recurso: si el petróleo se saca rápido, se va a dejar una cantidad mayor en el subsuelo que no podrá usarse³⁵⁸ (en el futuro bajará la energía neta) y, además, esta operación requeriría más energía (en el presente disminuye la TRE).

A altas TRE (mayores de 20:1), la energía neta y la bruta se parecen bastante (figura 8.8a). Sin embargo, a partir de una TRE de 10:1 la energía neta cae de forma exponencial, se entraría en un “precipicio energético”³⁵⁹.

a)



b)

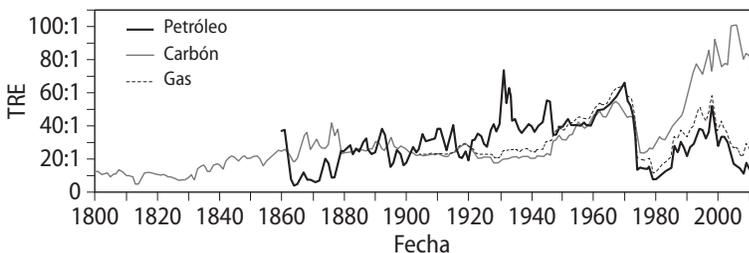


Figura 8.8 a) Relación entre la TRE y la energía neta (Morgan, 2013). b) TRE del carbón, gas y petróleo (Court y Fizaine, 2016).

357 Los distintos estudios sobre la TRE no han uniformizado qué elementos incluir en el concepto de “energía invertida”. Es más, en muchos casos lo que miden es la TRE de las fuentes energéticas, no de los vectores (electricidad, gasolina), que es lo que realmente necesita la sociedad. Tampoco está claro cuánta de la energía obtenida es útil. Hall y Klitgaard (2012) y con mayor énfasis de Castro (2015a, 2016a) advierten que probablemente las TRE que vamos a presentar estén sobrestimadas.

358 Por ejemplo, una extracción rápida puede producir la compactación del pozo o su fragmentación (Hall y Klitgaard, 2012).

359 Con una TRE de 20:1 se pierde el 5% de la energía bruta; con una de 10:1 el 10%; con 5:1 el 20%; con 3:1 el 33%; con 2:1 el 50%.

Ya hemos referido cómo la TRE de las fuentes de energía de las sociedades *forrajeras* y agrícolas rondaron 10:1, pero que esta comenzó a aumentar con los combustibles fósiles. El incremento fue especialmente significativo a partir del siglo XX, teniendo un pico para el caso del petróleo durante los “Treinta Gloriosos”³⁶⁰ (figura 8.8b).

Desde entonces, la TRE del petróleo ha tenido una trayectoria descendente porque las reservas son cada vez de peor calidad y más difíciles de extraer³⁶¹. Además, los campos descubiertos son de menor tamaño, lo que obliga a más perforaciones. A esto se ha sumado que lo que se ha pretendido no ha sido aumentar la eficiencia energética o sostener su caída, sino maximizar la extracción. De este modo, en término medio y a nivel mundial, la TRE petrolera rondó 45:1 en la década de 1960 (Dale y col., 2011), 35:1 a finales del siglo XX y 18-20:1 a finales de la década de 2000 (Hall y EROEI Study Team, 2008; Hall y col., 2009; Murphy, 2013) (figura 8.8b). La TRE del gas natural puede ser de 10-20:1. La del carbón rondaría 46:1³⁶², aunque la información disponible para hacer este cálculo es escasa (Heinberg, 2009b, 2012a; Butler y Wuerthner, 2012; Lambert y col., 2012; Hall y col., 2014). La TRE combinada del gas y el petróleo en 1992 fue de 23-26:1, en 1995 de 30:1 y en 2006 había descendido a 19-18:1 como consecuencia de que los avances tecnológicos se vieron superados por la pérdida de calidad de los pozos (Heinberg, 2009b; Marzo, 2011a; Lambert y col., 2012; Hall y Klitgaard, 2012; Hall y col., 2014). Aunque todavía estamos hablando de TRE altas, su descenso ya está teniendo implicaciones en los costes de extracción³⁶³.

Sin embargo, más importante que saber cómo ha evolucionado la TRE en el pasado es prever cómo lo hará en el futuro. Para el petróleo crudo sin explotar, la TRE podrá ser de 2-10:1, con un valor más probable de 5:1. Para el petróleo aún por descubrir, la TRE sería menor, 3:1 (Turiel, 2012b). Como veremos a continuación, el resto de energías también ofrecen una TRE de esos órdenes. Todos estos valores están en el “precipicio energético” (figura 8.8a). Esto conlleva que la energía disponible por la sociedad disminuirá de forma más abrupta que los volúmenes/masas de combustibles fósiles (figuras 8.4, 8.5, 8.6 y 8.7a). Si se calcula la curva de la extracción de petróleo considerando la energía disponible por la TRE menguante, se obtiene una caída con mucha más pendiente³⁶⁴ (figura 8.9).

360 Apartados 1.3, 2.2 y 6.2.

361 En 1965, los petróleos no convencionales suponían un 3% del total, a principios de la década de 2010 eran el 20% (Ecologistas en Acción, 2013a). Las nuevas técnicas de extracción implican la inyección de agua y gas, y/o la perforación horizontal, lo que conlleva un mayor consumo de energía y, por lo tanto, una disminución de la TRE. Por ejemplo, el mayor yacimiento del mundo, Ghawar en Arabia Saudí, tenía una TRE a principios de siglo de 11:1, requiriendo la inyección de 7 millones de barriles de agua para extraer el crudo, lo que implicaba además el uso de filtros para separar el combustible del agua (Keefer, 2009).

362 Aunque en China es notablemente menor, alrededor de 20-27:1 (Lambert y col., 2012; Hu y col., 2013). La máxima TRE en el carbón de EEUU debió de producirse en 1998 (Hall y col., 2014).

363 Entre 1998 y 2005, la industria petrolera invirtió 1.500 millones de dólares en exploración y producción y consiguió 8,6 Mb/d adicionales. Pero entre 2005 y 2013 el gasto fue de 4.000 millones de dólares y la ganancia de 4 Mb/d (Kopits, 2014).

364 Esta caída podría suponer que en 2030 la energía proveniente del petróleo fuese un 15% de la del cenit (Casal, 2013). En un escenario menos duro, en 2040 la energía neta que dejase el petróleo podría ser 1/2 de la de 2015 (Turiel, 2015b).

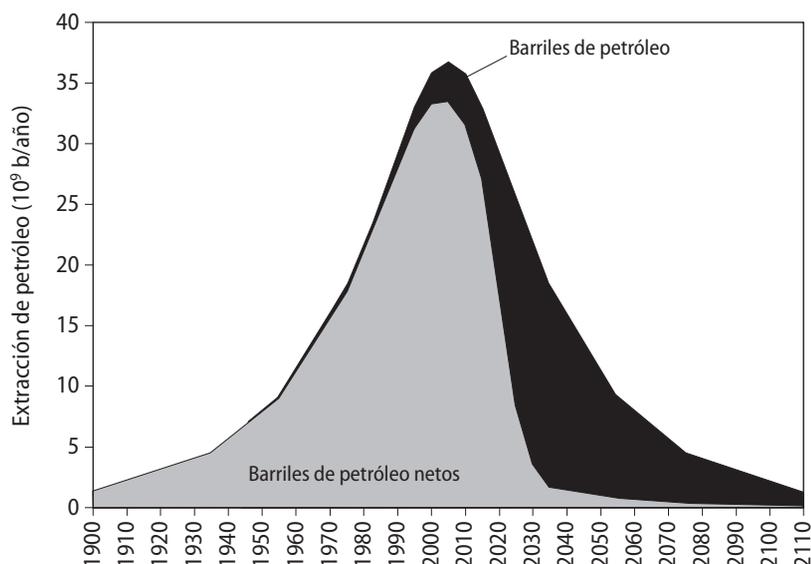


Figura 8.9 Curva de extracción del petróleo corrigiendo los volúmenes en función de la variación de la TRE (Murphy, 2009).

Otros factores energéticos

No hay que considerar solo el pico de extracción (la energía total disponible) y la TRE, sino también si la disponibilidad energética es continua o discontinua, si está concentrada o dispersa, o si se transforma en un vector energético de altas prestaciones o más limitado. Por ejemplo, si la cantidad de energía disponible fuese muy alta, y estuviese accesible de forma continua y concentrada, la TRE para sostener una sociedad compleja podría ser notablemente menor. De este modo, para entender por qué las sociedades agrarias fueron menos complejas que las industriales hay que considerar su menor energía bruta y TRE, pero también la discontinuidad en el suministro energético, la dispersión de las fuentes y las menores prestaciones de los vectores. Todas estas serán las características de las fuentes del futuro, como argumentamos a continuación.

8.2 No hay plan B ni mágico elixir para enfrentar el inexorable declive energético

Que el petróleo, acompañado por el gas y el carbón, sea la fuente energética básica no es casualidad³⁶⁵. El petróleo se caracteriza (en algunos casos se caracterizaba) por: i) tener una disponibilidad que no depende de los ritmos naturales; ii)

³⁶⁵ Apartados 5.1 y 6.1.

ser almacenable de forma sencilla (no es especialmente corrosivo, es líquido, no se degrada); iii) ser fácilmente transportable; iv) tener una alta densidad energética; v) estar disponible en grandes cantidades; vi) ser muy versátil en sus usos (a través del refinado se consiguen combustibles de distintas categorías y multitud de productos con utilidades no energéticas); vii) tener una alta TRE; y viii) ser barato. Una fuente que quiera sustituir al petróleo debería cumplir todo eso. Pero también tener un reducido impacto ambiental para ser factible en un entorno fuertemente degradado, en un mundo “lleno”³⁶⁶. En primer lugar, porque los recursos son cada vez más escasos (agua, suelo, minerales) y en segundo lugar, porque los impactos (cambio climático, contaminación, eliminación de ecosistemas) implican costes cada vez más inasumibles. Hay otro elemento determinante en la transición: ya está creada toda la infraestructura para una economía basada en combustibles fósiles y, especialmente, en el petróleo.

No hay ninguna fuente energética alternativa, en solitario o en combinación, que pueda sustituir con iguales prestaciones al petróleo convencional y, mucho menos, al conjunto de los combustibles fósiles. Abordaremos primero las renovables, para analizar después los agrocarburos (un caso concreto de la biomasa), el hidrógeno (que en realidad es un vector energético, no una fuente), los hidrocarburos no convencionales y, finalmente, la nuclear.

Las renovables serán las energías de un futuro muy distinto al presente

A continuación, nos detenemos en algunas de las características que acabamos de enumerar para el petróleo, viendo cómo las energías renovables no las cumplen. Abordaremos la energía eólica, solar³⁶⁷, hidráulica y de la biomasa fundamentalmente; aunque también tocaremos la geotérmica y las que se pueden obtener de los movimientos marinos (olas, mareas y corrientes). Como estas renovables se usan mayoritariamente para generar electricidad, sobre este vector pivotará gran parte de la discusión.

Irregularidad

El sol no brilla todo el día, ni en todo momento con igual intensidad (varía con las estaciones, la hora, el tiempo meteorológico, además de que las placas disminuyen su eficiencia con la suciedad acumulada³⁶⁸). El viento no siempre sopla igual. Los ciclos hidrológicos implican momentos con más y con menos escorrentía. Todo esto supone una inevitable irregularidad en el aporte energético de las renovables, que

366 Apartado 6.13.

367 La energía solar se puede usar para generar electricidad mediante placas fotovoltaicas o concentradores termoelectrónicos (CSP, por sus siglas en inglés) o calentar agua (termosolar). También mediante métodos de captación pasiva, como los invernaderos.

368 Desde la potencia instalada en placas hasta la salida de la planta fotovoltaica hay una pérdida de energía de aproximadamente un 20%, pero los rendimientos podrían bajar hasta el 75% por deficiente limpieza de los paneles, malas ubicaciones y otros factores (Prieto y Hall, 2013).

se mide por el factor de carga³⁶⁹. Las que tienen un mayor factor de carga son la hidroeléctrica, la termoeléctrica de concentración³⁷⁰ (CSP, por sus siglas en inglés) y la geotérmica³⁷¹.

En todo caso, esta intermitencia es menor de la que cabría pensar a primera vista, ya que en parte unas fuentes pueden compensar a otras: el viento por la noche suele ser más fuerte; el pico de máxima producción de la solar fotovoltaica coincide con un momento de alta demanda eléctrica; la CSP se puede acoplar de forma sencilla a una central de gas o carbón de complemento; las centrales hidroeléctricas, eólicas y fotovoltaicas pueden funcionar como pilas, de forma que en los momentos en que la producción es mayor que la demanda, generan hidrógeno o bombean agua valle arriba (a continuación entramos en esto)³⁷².

Un segundo problema acoplado a esta irregularidad es que para minimizarla hace falta una potencia instalada notablemente mayor que la que sería necesaria para los combustibles fósiles o la nuclear. Esto se puede acometer con renovables³⁷³ o con centrales sucias que cubran los momentos de poca producción renovable. En todo caso, esto se podría reducir con una red inteligente descentralizada³⁷⁴, que consume cuando hay gran producción y genere en caso contrario; una red más grande e interconectada³⁷⁵; y/o mayores reservorios de energía. Articular cualquiera de las tres opciones supone un ingente consumo de recursos de todo tipo.

La propia red eléctrica es otro problema, pues debe soportar la intermitencia de la producción, lo que genera más posibilidades de caídas de la red. Esto “requiere un nivel de coordinación e integración que la estructura industrial actual y el régimen de mercado no proveen”, al menos en Reino Unido (IET, 2014).

369 El factor de carga o de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central durante un período (generalmente anual) y la energía que habría generado si hubiera trabajado a pleno rendimiento.

370 Permiten la producción de electricidad por la noche a partir del calor acumulado en fluidos salinos.

371 Las centrales nucleares tienen un factor de carga del 85% (Turiel, 2014d). Las térmicas de carbón o de gas del 90%. Las eólicas del 22-43% (Heinberg y Fridley, 2016) o menor, del orden del 15% (Prieto, 2016). La CSP tiene un factor de carga del 20-30% si usan gas natural de apoyo, aunque hay estudios que sugieren guarismos mayores, 40-70% (de Castro, 2016b). La solar fotovoltaica tiene un factor de carga del 10-15% (Prieto, 2016; Capellán-Pérez y col., 2017; Smil, 2017).

372 García-Olivares (2015a) afirma que la intermitencia de la producción eólica y fotovoltaica puede ser compensada conectando una producción gigante de CSP en los desiertos a una red eléctrica de tamaño continental.

373 En la UE, para garantizar el suministro con una red eléctrica 100% renovable haría falta una potencia instalada de 10 veces el pico máximo de consumo y el exceso de electricidad superaría el consumo anual. Además, los paneles solares, por su bajo uso, nunca llegarían a generar tanta energía como la empleada en su fabricación (De Decker, 2017).

374 En ellas, la electricidad se inyecta desde muchos nodos, lo que implica la existencia de centrales grandes, y también de pequeñas y domésticas. Además, existen múltiples focos descentralizados de almacenamiento de electricidad. Una red así no solo dispersa la generación eléctrica por el territorio, sino que aproxima producción y consumo, reduciendo las pérdidas por transporte.

375 En la UE, esto requeriría una red 12 veces la existente en la década de 2010 y aun así, no se garantizaría siempre el suministro en todas las regiones (De Decker, 2017).

Problemas de almacenamiento que conllevan bajas densidades energéticas

Como consecuencia de la irregularidad, aumenta la necesidad de almacenar la energía proveniente de fuentes renovables, la gran mayoría de las veces transformada en electricidad. Hay varios sistemas para el almacenamiento, pero todos ellos con serias limitaciones que parten de la dificultad de guardar algo que es un flujo.

- i). Baterías (plomo-ácido³⁷⁶, níquel-cadmio, ion litio, níquel-zinc³⁷⁷ y otras en fase de desarrollo). Entre las baterías, las de mayor densidad energética son las de ion litio, pero todas ellas tienen un límite físico que implica una baja densidad energética³⁷⁸. También habría que considerar su potencia (limitada), el tiempo de recarga (largo) y la energía requerida en construir la batería (bastante)³⁷⁹. Además, sería necesaria una gran inversión energética para aumentar la capacidad del parque de baterías³⁸⁰.
- ii). Centrales hidroeléctricas reversibles³⁸¹. Es el sistema que permite guardar una mayor cantidad de energía, sin embargo, está limitado al número de hidroeléctricas que se puedan construir y que, además, sean reversibles³⁸².
- iii). Almacenamiento geológico de aire comprimido. Este sistema, en general, es poco eficiente y no es fácil encontrar las formaciones geológicas adecuadas.
- iv). Almacenamiento térmico con sales fundidas. Requieren grandes cantidades de nitrato de sodio y de potasio. Solo hay una fuente de nitratos explotada comercialmente en el mundo, con pocas reservas estimadas (Makhijani y Ochs, 2013).
- v). Hidrógeno. Sobre el hidrógeno entraremos más adelante, basta decir ahora que tiene considerables carencias.

Todos estos sistemas multiplican sus limitaciones cuanto mayor es la escala a la que se necesitan. Es decir, que cuanto más cantidad de renovables se quiera usar, más dificultades de almacenamiento surgirán. En realidad, el problema es más complejo, pues no todos sirven para todo. En algunos casos almacenan bastante

376 Aproximadamente, el 85% en potencia de las existentes (Perdu, 2016).

377 Son de bajo coste, fácil reciclado y se basan en materiales abundantes. Representan alrededor del 15% de las existentes en potencia (Perdu, 2016).

378 Una batería eléctrica tiene una densidad energética de 0,1-0,5 MJ/kg (desde las de plomo-ácido hasta las de ion litio). El límite máximo teórico de las de ion litio podría llegar a los 3 MJ/kg. Tal vez el hidrógeno-escandio podría alcanzar los 5 MJ/kg. La densidad energética del petróleo es de 42 MJ/kg (Heinberg, 2009b).

379 Las de ion litio requieren 1,40-1,87 MJ/Wh, mientras que las de plomo-ácido, 0,87-1,19 MJ/Wh (De Decker, 2015a).

380 Construir en 10 años baterías de 2.000 GJ/MWh que pudiesen almacenar 50 TWh requeriría el 2% de la energía total producida en el mundo (Perdu, 2016).

381 En ellas existe un reservorio inferior de agua de forma que, cuando hay poca demanda eléctrica, se usa el excedente para rellenar el embalse superior.

382 En 2015, había 292 centrales hidroeléctricas reversibles con una capacidad de 142 GW y 34 GW más en proyecto (Roach, 2015). En EEUU, la capacidad de almacenaje es del 2% de la potencia de la red eléctrica (Heinberg y Fridley, 2016) y en la UE, en un escenario de máximos, sería del 20% de la que haría falta si la red fuese 100% renovable (De Decker, 2017).

energía, pero esta es más difícilmente utilizable y su recuperación es lenta (saltos hidroeléctricos). En otros, son móviles, pero guardan poca (baterías). Por tanto, hace falta un uso interrelacionado de todos ellos.

La biomasa sortea gran parte de la irregularidad y de los problemas de almacenamiento. Ha sido la fuente de energía calorífica básica de la humanidad a lo largo de la historia, lo es ahora para millones de personas³⁸³ y lo volverá a ser en el futuro. Pero la madera no es un sustituto posible de los combustibles fósiles en las escalas actuales. De haberlo sido, no se habría producido el cambio de modelo energético que comenzó con la Revolución Industrial. No lo es por su menor densidad energética³⁸⁴, pero también por la potencia total que puede aportar, las prestaciones y la TRE, sobre lo que entramos a continuación.

Potencia limitada

Uno de los problemas fundamentales de las energías renovables es que no son suficientes para mantener los niveles de consumo actuales de los espacios centrales y mucho menos hacerlos universales. Considerando solo los límites físicos, y no las inversiones requeridas ni los impactos socioambientales, sus potencias teóricas máximas serían:

- i). La energía solar podría llegar a aportar unos 2-4 TW (con una potencia instalada notablemente mayor) (de Castro y col., 2013)³⁸⁵.
- ii). La eólica en tierra unos 0,5-2 TW y en plataforma continental unos 0,5 TW como mucho³⁸⁶ (de Castro y col., 2011; de Castro, 2015b, 2015d)³⁸⁷.
- iii). La hidroeléctrica, si se usan todos los cursos de agua llegaría a los 0,5-1,8 TW (Jacobson y Delucchi, 2011; Capellán-Pérez y col., 2014; Valero y Valero, 2014)³⁸⁸.

383 A principios de siglo XXI, para alrededor de 2.000 millones de personas la única fuente de energía calorífica era la leña u otro tipo de biomasa (Abramsky, 2010).

384 Por ejemplo, la sustitución del carbón de coque por madera multiplicaría por 4 la masa que se tendría que quemar (Smil, 2009).

385 García-Olivares (2015a) defiende que la CSP, sin usar materiales escasos, podría llegar a proporcionar 4,95 TW haciendo un uso intensivo de los desiertos. Y que la solar fotovoltaica, sin usar plata, podría alcanzar 1 TW con paneles sobre cubierta y 1 TW más sobre suelo. De Castro (2015c) sostiene que estos datos parten de una TRE de la CSP sobreestimada; que el uso de los desiertos plantea problemas técnicos y políticos de primer orden; que la CSP requiere un uso de agua en refrigeración 5-10 veces mayor que la fotovoltaica o, alternativamente, que la refrigeración seca incrementaría un 8% los costes y reduciría un 2-5% la eficiencia; y que el uso de minerales abundantes (aluminio) descendería la eficiencia. Todo ello produciría una potencia máxima total notablemente menor.

386 Con TRE bastante bajas, fruto de la degradación de los materiales (de Castro, 2015b).

387 García-Olivares (2015a) sostiene que la eólica puede llegar a 12 TW, aunque probablemente esto no sea factible por lo que conllevaría en el uso de materiales y en la corrosión de los molinos en el mar (de Castro, 2015b).

388 En la década de 2010, la potencia instalada no alcanzaba 1 TW (Prieto, 2008b), anegando el 30% de las cuencas fluviales (Heinberg y Fridley, 2016) y recogiendo el 26% de la escorrentía (Postel, 2013a). El rendimiento de las presas va disminuyendo por colmatación a un ritmo del 0,2-1%/año en EEUU (Kunstler, 2005; Pimentel y Pimentel, 2008), haciéndose inservibles a los 50-200 años si no se extraen los sedimentos (Pimentel y Pimentel, 2008; Prieto, 2008b). Para lo que sí existe potencial es para construir minihidráulicas, sobre todo en las Periferias (Podobnik, 2006).

- iv). La biomasa³⁸⁹ rondaría los 0,9-3,3 TW (Trainer, 2014), 0,3 TW eléctricos (Capellán-Pérez y col., 2014)³⁹⁰.
- v). La geotérmica podría estar en 0,06-0,2 TW (Capellán-Pérez y col., 2014; Valero y Valero, 2014)³⁹¹.
- vi). La energía oceánica se puede utilizar de tres maneras. La primera es por medio de atenuadores de olas, que podría alcanzar 0,02-0,5 TW con importantes problemas de corrosión y técnicos³⁹² (Levitan, 2014; Capellán-Pérez y col., 2014; Valero y Valero, 2014; de Castro, 2015b, 2015d). La segunda son turbinas que extraen energía de las corrientes y mareas, que podría alcanzar 0,02-0,17 TW (Prieto, 2008b; Valero y Valero, 2014; de Castro, 2015d)³⁹³. La última son sistemas de energía térmica oceánica (OTEC), que probablemente es poco viable y tendrían un máximo de 0,02 TW (de Castro, 2015b, 2015d).

En cualquier caso, es importante subrayar que estas son potencias máximas teóricas explotando al máximo los ecosistemas que, como veremos, se estará lejos de alcanzar. Además, si se considera la intermitencia de las renovables, estas son un orden de magnitud menos eficiente en la producción de electricidad que los combustibles fósiles³⁹⁴ (Tverberg, 2013b; Weissbach y col., 2013).

El potencial teórico máximo de las renovables podría llegar a cubrir 4,5-12 TW (la potencia mundial en 2015 fue de 18 TW). Si las renovables se usan para producir trabajo físico (como los molinos tradicionales), la eficiencia energética aumentaría, pero los límites seguirían estando presentes. Aun en el escenario de máximos que plantea García-Olivares (2015a), en el que se podría alcanzar una potencia de 12 TW 100% renovables, eso

389 En 2000 la biomasa era el 11% de la energía primaria consumida en el mundo (Walsh, 2004).

390 Otros/as autores/as proyectan potencias a partir de biomasa de 3,3-3,46 TW, 40% de ellos procedentes de la madera (Kranzl y col., 2013; García-Olivares, 2015b). Pero estas cifras nunca se llegarán a alcanzar, ya que la biomasa se necesitará para mucho más que para quemarla. Por ejemplo, los biopolímeros serán cada vez más imprescindibles en la fabricación de materiales. Además, otras fuentes como el CH₄ procedente de vertederos y de biogás tienen límites claros: si se doblase el uso de CH₄ en los vertederos de EEUU, todavía su producción eléctrica sería un 0,05% del consumo del país (Heinberg y Fridley, 2016).

391 García-Olivares (2015a) defiende potenciales mayores: 0,5 TW. La energía geotérmica es solo viable mientras se conserva la fuente de calor (más de 100°C cerca de la superficie), una pérdida que ya ha ocurrido en varias centrales (Makhijani y Ochs, 2013) y que tiende a declinar a los 40-100 años (Pimentel y Pimentel, 2008). No hay muchos emplazamientos factibles en el mundo, pues solo valen los tectónicamente activos (el Anillo de Fuego del Pacífico frente a Indonesia, Filipinas, Japón, Nueva Zelanda, América Central y la costa occidental de EEUU, así como zonas de dorsal como Islandia y África Oriental) (García-Olivares, 2015a). Dos problemas añadidos son que tecnológicamente está poco desarrollada, sobre todo la que no se basa en aguas termales (Heinberg y Fridley, 2016), y que es residual, representando el 0,3% de la generación eléctrica mundial.

392 En 2014, solo existía una central piloto de cierta envergadura en el mundo (Levitan, 2014).

393 El uso de mareas exige un diferencial de, al menos, 5 m entre pleamar y bajamar, lo que implica que existan solo unos 40 lugares apropiados en el mundo (Prieto, 2008b; Valero y Valero, 2014) y que solo haya en funcionamiento unas pequeñas instalaciones en China y Francia (Smil, 2017).

394 Habría que sumar otros factores, como que la productividad de los paneles fotovoltaicos desciende alrededor de un 1% anual (Zehner, 2012; Prieto y Hall, 2013).

implicaría “una economía estacionaria o de no crecimiento en el consumo de materiales y energía” que, como hemos argumentado, es algo imposible en el capitalismo³⁹⁵.

Estas limitaciones provienen de dos factores insoslayables. El primero es el carácter poco concentrado de las energías renovables. El segundo consiste en que, frente a los combustibles fósiles que se usan en forma de energía almacenada, las renovables son flujos. La suma de los dos elementos tiene como corolario un alto requerimiento de espacio físico, sobre lo que entraremos a continuación.

No tienen algunas prestaciones básicas

Considerando la energía incorporada en las materias primas, en la década de 2010 el petróleo era la fuente energética dominante en la industria y en el transporte (García-Olivares, 2015b). Para desbancarlo, las renovables cuentan con que la electricidad puede mover motores con mayor eficiencia, menos mantenimiento y menos emisiones de CO₂ que los fósiles. Sin embargo, como consecuencia de las limitaciones en el almacenamiento y en la potencia, la electricidad es un buen vector solo para parte de las necesidades energéticas³⁹⁶.

En concreto, la electricidad no es el mejor vector para mover máquinas pesadas que requieren autonomía de movimiento (camiones, tractores, grúas), ya que las baterías pesan mucho por su baja densidad energética³⁹⁷. Por eso, los vehículos eléctricos no pueden ser muy grandes y sus prestaciones se limitan al transporte de poca masa. Si no fuera así, los trenes no necesitarían tomar la electricidad de cables por todo el recorrido y llevarían baterías incorporadas. Esto tiene importantes implicaciones en los sectores muy dependientes del transporte pesado, como la construcción o el militar. Para ellos, haría falta recurrir a los agrocarburos y/o al hidrógeno, que más adelante analizaremos.

La industria petroquímica también es difícil de sostener con renovables: i) Implicaría enormes consumos de biomasa para cambiar las materias primas fósiles por vegetales³⁹⁸. ii) Parte de los procesos industriales se pueden electrificar, pero otros no. Uno de los principales es la reducción química de los minerales. Para ello haría falta carbón vegetal. iii) Aunque es posible construir hornos con la suficiente potencia alimentados por renovables, por ejemplo para producir acero, no existen

395 Apartado 4.3.

396 Un dato que apunta a ello es que solo el 18% de la energía final consumida en el mundo es eléctrica. Otro que, en distintos Estados, como el español, en los que la potencia eléctrica instalada es mucho mayor que la necesaria, su producción no ha aumentado incluso en los periodos de precios altos de los combustibles fósiles.

397 Con la tecnología del 2017, la máxima autonomía de un camión eléctrico sería de 482 km (frente a los 3.380 km de los diésel) y podría transportar un 20-50% menos masa (Friedmann, 2017).

398 Varios ejemplos: Para la fabricación de 100 bolsas a base de patata hacen falta 4 kg del tubérculo y 2.000 l de agua (Amigos de la Tierra, 2012). El carbón vegetal requerido para producir la misma cantidad de ferroaleaciones usadas en 2005 sería de 2.438 t/año, una parte sustancial del anual producido (García-Olivares, 2015b). El carbón vegetal requerido para sostener la producción anual de acero requeriría 1,8 millones de hectáreas (Heinberg y Fridley, 2016). Abastecer con biomasa todos los requerimientos de la industria química actual en Alemania exigiría 1/2 de toda la tierra cultivable del país (Bringezu y col., 2007).

en formato comercial, pues no son competitivos. O, dicho de otra forma, requieren fuertes inversiones para peores prestaciones. En resumen, en un escenario de máximos el sector petroquímico deberá reducirse al 45-49% del tamaño que tenía en 2005 (García-Olivares, 2015b).

También se tiene que añadir que, mientras los fósiles se pueden transportar sin problemas, las renovables implican una utilización más localizada dependiente de su disponibilidad. De este modo, si las renovables se emplean para producir trabajo físico, la energía mecánica tendría que usarse en el lugar donde se generase.

TRE bajas en algunos casos y dependientes del petróleo en todos

Las renovables se pueden englobar en dos bloques por rendimientos energéticos: las que los tienen altos gracias a los fósiles (las primeras que listamos) y las que ni siquiera eso.

- i). La TRE de la energía eólica es alta, 10-40:1, con el intervalo más probable de 10-20:1³⁹⁹. Ha subido conforme lo hacía el tamaño de las turbinas (Heinberg, 2009b; Turiel, 2010a; Butler y Wuerthner, 2012; García-Olivares y col., 2012; Hall y Klitgaard, 2012; Lambert y col., 2012; Hall y col., 2014; Hall, 2016; Heinberg y Fridley, 2016).
- ii). La TRE de la hidroeléctrica varía mucho según el emplazamiento y las tecnologías usadas, puede rondar 20-84:1 (Hall y col., 2014; Hall, 2016), con un rango 11-267:1 (Heinberg, 2009b; Butler y Wuerthner, 2012; Lambert y col., 2012).
- iii). Quemar biomasa directamente, sin procesar en agrocombustibles, tiene una TRE de 10-80:1 (Dale, 2010). Para residuos de biomasa la TRE puede estar en 27:1, pero baja a 5:1 si hay que transportarlos 20 km (García-Olivares, 2015a).
- iv). La TRE más probable de la solar fotovoltaica está alrededor de 0,8-3:1 (Prieto y Hall, 2013; Ferroni y Hopkirk, 2016), aunque hay estudios que la aumentan hasta 10:1 (Heinberg, 2009b; Turiel, 2013e). Para la termoeléctrica puede estar en 4-20:1 (Prieto, 2006; Butler y Wuerthner, 2012; García-Olivares y col., 2012).
- v). La TRE para la generación de electricidad con geotermia puede rondar 9:1 (Lambert y col., 2012; Hall y col., 2014), aunque puede ser menor (Hall y Klitgaard, 2012).
- vi). La extracción de energía de las olas ronda una TRE de 1:1 (de Castro, 2015b).

En todo caso, estos datos evolucionan con el tiempo. Por ejemplo, la eficiencia de las células fotovoltaicas se ha incrementado en las últimas décadas, pero no es probable que esto vaya a terminar conllevando TRE similares a las de los fósiles⁴⁰⁰.

399 Sin embargo, probablemente los datos más altos sean en realidad menores (alrededor de 1/2), pues no contabilizan el almacenamiento (Weissbach y col., 2013).

400 Se ha pasado de paneles con un 12% de eficiencia de conversión de la energía solar en eléctrica a un 20-23% (Mártel, 2015; ISE, 2016). En el caso de la CSP, puede llegar al 40% (ISE, 2016). Pero estos son datos de laboratorio, pues los de las células instaladas son peores, del 10% en la década de 1980, al 16% en la de 2010 (Prieto, 2014; ISE, 2016) y los de la CSP aún más modestos: del orden del 15% (Prieto, 2014).

Además, deben ser tomados con precaución, pues los estudios no son homogéneos. Son más bien un indicador de la tendencia.

A esto hay que añadirle que las renovables, en su formato industrial, son una extensión de los combustibles fósiles más que fuentes energéticas autónomas. En primer lugar, todas ellas requieren de la minería y el procesado de determinados compuestos, empezando por el cemento, que se realiza fundamentalmente gracias al petróleo⁴⁰¹. También se usa petróleo para mover la maquinaria pesada, imprescindible en la construcción de los grandes molinos eólicos y las presas, así como en su mantenimiento. Lo mismo se puede afirmar de las redes de distribución, que además requieren carreteras para acceder a ellas. Además, la alta tecnología usada en las renovables depende de un sistema con altos consumos energéticos y su fabricación está diseminada por todo el planeta y, por lo tanto, está anclada al entramado de transporte petrodependiente. Y esto por no entrar en el hecho de que una tecnología compleja como la de las renovables requiere una sociedad compleja e hiperespecializada para su sostén, lo que a su vez necesita fuentes energéticas de alta densidad y en grandes cantidades, como los fósiles (sobre esta última idea volveremos más adelante). En realidad, las renovables se sostienen en un entorno capitalista porque en el sistema energético los combustibles fósiles las subvencionan, pero esto es solo posible si suponen un porcentaje pequeño del consumo energético total. Tal vez por eso, todas ellas (y también la energía nuclear) han experimentado, tras un crecimiento exponencial inicial, un estancamiento (González Reyes, 2017a). La adquisición de autonomía pasaría por tener una infraestructura instalada y, además, que esta se pudiese sostener con la energía que generase. Esto redundaría en TRE más bajas de las expuestas.

Altos costes monetarios, energéticos y temporales de la transición a las renovables

Las inversiones en renovables se han incrementado en los últimos años⁴⁰². Además, las mejoras tecnológicas han permitido una rebaja sostenida de costes⁴⁰³. Esto ha redundado en un incremento de la potencia renovable instalada y que le haya ganado algo de terreno a los combustibles fósiles⁴⁰⁴. Sin embargo, hay que

401 En el caso de la eólica: acero, lubricantes, fibra de vidrio, fibra de carbón, resinas, aluminio, poliéster, cemento, cobre, plásticos, hierro, varias tierras raras y goma (Zimmermann y col., 2013).

402 Aunque siguen siendo mayores las que se realizan en combustibles fósiles. Un 70% de la inversión en energía en el mundo en 2013 fue en fósiles. Las instituciones del G-20 y los bancos multilaterales de desarrollo gastaron un 50% de su financiación energética en fósiles entre 2013 y 2015 (Oil Change International y col., 2017). La inversión en renovables subió de 60.000 millones de dólares en 2000, a 300.000 en 2011, 250.000 en 2013 (todo en dólares de 2012) (IEA, 2014a), 350.000 en 2015 y 290.000 en 2016 (Bloomberg, 2017). Los subsidios a las energías fósiles descendieron desde los casi 600.000 millones de dólares en 2012, a los más de 300.000 en 2015, cuando los de las renovables fueron 150.000 (IEA, 2016).

403 En 2009-2017, los costes de la eólica bajaron un 33% y los de la solar un 62% (Nafeez, 2017b).

404 Entre 2010 y 2015, el consumo de petróleo y carbón mundial subió un 1,1%/año, el de gas un 1,7%/año, el de la energía hidráulica un 2,9%/año y el del resto de renovables un 15,2%/año (Le Quéré y col., 2016).

considerar las inversiones para una transición de un sistema energético basado en los combustibles fósiles a otro centrado en las renovables partiendo de un uso casi residual de las renovables⁴⁰⁵. Aquí las cifras se vuelven astronómicas⁴⁰⁶. Esto se debe a que sería necesario: el aumento de potencia renovable⁴⁰⁷; de la red eléctrica⁴⁰⁸, que además se debería reestructurar para soportar un suministro discontinuo y descentralizado⁴⁰⁹; de los puntos de enganche a la red⁴¹⁰; grandes sistemas de almacenamiento de electricidad, entre ellos hidrógeno⁴¹¹; la conversión de un inmenso parque automovilístico con motores de explosión a motores eléctricos partiendo casi

-
- 405 La tecnología eólica ha avanzado notablemente en los últimos años con turbinas que han pasado de 1 MW en 1999 a 7 MW. Su implantación también ha crecido notablemente. Sin embargo, en 2010 apenas proveía un 2% de la electricidad mundial (Rechsteiner, 2008; Heinberg, 2009b; Prieto, 2012a; Ruiz de Elvira, 2013). Vimos que el potencial de la solar podría llegar a los 2-4 TW, pero la potencia instalada en 2012 era de 0,008 TW (de Castro y col., 2013). En resumen, a nivel mundial la suma de la energía solar y eólica no llegaba al 1% del consumo total en 2014 (Hall y col., 2014). En el sector del transporte, el 94% de la demanda total de energía proviene del petróleo, el 3% del gas natural y otros combustibles, el 2% de biocombustibles y 1% de electricidad (IEA, 2012).
- 406 Por ejemplo, el coste global del reemplazo de las centrales eléctricas fósiles y nucleares se estima en un 25-33% del PIB mundial (UN, 2011; Tanuro, 2012b). El teravatio que haría falta instalar en España para abandonar los combustibles fósiles costaría 3 veces el PIB, lo que supondría el 10% del PIB dedicado a este fin durante 32 años, sin contar con los intereses (Turiel, 2010b). Esto podría suponer multiplicar al menos por 10 las inversiones actuales en renovables (Heinberg y Fridley, 2016). Sobre este aspecto hay controversia y autores como Bardi (2016a) plantean inversiones algo más asumibles (2 billones de dólares anuales).
- 407 Por ejemplo, 1.000 millones de vehículos eléctricos consumirían 50 millones de GWh, varias veces la producción renovable de 2014 (Heinberg y Fridley, 2016). En 2016 había más de 1.200 millones de vehículos (Alegret, 2016). Otro ejemplo, la potencia instalada de CSP en 2015 era de menos de 5 GW (Smil, 2017).
- 408 Desarrollar la infraestructura mundial de redes eléctricas para una sociedad 100% eléctrica implicaría multiplicar por 5-10 la actual. Si se incluyesen los más de 1.000 millones de personas que no tienen acceso a electricidad, la red debería crecer unas 15 veces (Prieto, 2017).
- 409 La red de distribución actual es unidireccional, desde puntos de gran generación a nodos de pequeño y mediano consumo, con algunos puntos de gran consumo. Con las renovables, haría falta que la red eléctrica funcionase en ambas direcciones, lo que requiere cambiar y ampliar la red y dotarla de un sistema de comunicaciones en tiempo real que permita la gestión de todos los nodos. El coste de dicha red podría ser mayor que el propio sistema de generación (Beamspot, 2017a).
- 410 Los vehículos eléctricos comercializados en 2015 (excluyendo el caro Tesla) tienen autonomías de 100-150 km. Esto implica que la red de *electrolíneas* a construir debería multiplicar por 2-4 el número de gasolineras existentes (unas 500.000) (Prieto, 2015a).
- 411 Una economía industrial poscarbono necesitaría utilizar hidrógeno al menos en los barcos (374 GW), los aviones (588 GW), la reducción química del mineral de hierro (440 GW), la reducción del cobre, el estaño y el níquel (4,63 GW); la producción de amoníaco para la agroindustria si no se usa biogás (169 GW), y las pilas de combustible de un 10% de los camiones y un 10% de los tractores agrícolas (máximo que no pondría en peligro las reservas de platino y paladio). En total, con una reducción del tráfico aéreo del 50% y sin producción de amoníaco, se necesitarían 1,3 TW de electricidad para producir el hidrógeno necesario (García-Olivares, 2015a).

de cero⁴¹², de gran parte del transporte ferroviario⁴¹³, y de los barcos y camiones hacia motores de hidrógeno⁴¹⁴; la reestructuración de las ciudades de un sistema de transporte basado en el vehículo privado a otro público y de cercanía; etc. A lo que habría que añadir la amortización que se quiere hacer de las gigantescas inversiones ya realizadas⁴¹⁵.

Es cierto que en paralelo actúa la Gran Recesión, que tiene como una de sus consecuencias una gran cantidad de capital en busca de inversión⁴¹⁶. Una de las que está explotando es el sector de la energía. Pero estas inversiones lo que persiguen es la obtención de beneficios rápidos, no cambiar el modelo energético. Así, para mantener alto el precio de las acciones de una empresa y mejorar los dividendos del accionariado, las direcciones desvían el capital de la investigación y la construcción de nuevas plantas hacia la especulación⁴¹⁷ (Hildyard, 2012b). Además, la lógica de la especulación financiera en un entorno volátil perjudica la inversión a largo plazo y estable que es necesaria para la transición energética: cuando los precios del petróleo están altos, hay un incentivo para hacer inversiones en energías alternativas (así como en el petróleo), pero cuando caen los incentivos desaparecen. A esto hay que añadir que las renovables tienen características que las hacen menos atractivas para la reproducción del capital: son más difícilmente centralizables y, al ser el almacenamiento más complejo, se prestan menos a la especulación⁴¹⁸.

Por otra parte, como las renovables en su versión industrial dependen de los combustibles fósiles, su precio bailará al ritmo que marque el petróleo, dificultando la transición energética. Es decir, que el aumento del precio del petróleo no volverá más competitivas a las renovables.

Cuando hablamos de los costes monetarios necesarios para la transición, en

412 En 2017, el 1,10% del parque automovilístico mundial era eléctrico puro o híbrido enchufable (Gutiérrez y Bassets, 2017). El eléctrico puro suponía el 0,2% (Fernández, 2017). El costo total de la nueva flota de vehículos, barcos, trenes electrificados y aeronaves puede rondar los 39 billones de dólares (88% para vehículos), un 33% del PIB mundial de 2016 (García-Olivares y col., 2018).

413 En 2012, 1/2 del tonelaje transportado en tren en el mundo lo hizo con tracción eléctrica (Heinberg y Fridley, 2016). Menos del 25% de las líneas de ferrocarril están electrificadas (Prieto, 2015a).

414 En 2005, había unos 87.500 buques, sin incluir las embarcaciones militares y de pesca. Los buques de guerra son unos pocos miles, por lo que se puede tomar 100.000 como una estimación por arriba del número de buques no pesqueros (García-Olivares, 2015b). En 2014, el número de camiones pesados y ligeros en circulación rondó los 300 millones (Prieto, 2015a).

415 25 billones de dólares en reservas no explotadas y 55 en infraestructuras energéticas (Martín-Sosa, 2015a).

416 Apartado 7.2.

417 Sirva de muestra que en 2005 la especulación financiera reportó el 20% de los beneficios declarados por Shell (Hildyard, 2012b).

418 La eficiencia de la solar fotovoltaica no guarda relación con el tamaño de las placas (a mayor tamaño más producción, pero en términos lineales) lo que favorece la implantación de sistemas descentralizados. En todo caso, el almacenamiento sí tiene una relación de escala, pues en las grandes baterías las pérdidas son proporcionalmente menores que en las más pequeñas.

realidad estos tienen detrás los energéticos, que también serían inmensos⁴¹⁹. Pero el problema del coste energético es más profundo. Sustituir el 2% de la potencia instalada fósil al año por energías renovables⁴²⁰ (suponiendo una TRE de 10:1 y un tiempo de vida de 40 años) requiere una inversión energética de 4 veces la potencia que se quiere instalar, pues la naturaleza no adelanta el crédito energético (no es posible fabricar un aerogenerador con la energía del mañana). Esto implica que, en realidad, el descenso de potencia disponible no será del 2%, sino del 8%. De este modo, invertir en una transición energética significa reducir la energía disponible a corto plazo de forma más rápida que si no se hiciese la apuesta por un nuevo modelo energético. Solo después de 7 años (más de una legislatura) la inversión energética empezará a ser menor que la caída de recursos fósiles. Y, cuanto mayor cantidad de energía renovable se quiera instalar de golpe, mayor tendrá que ser la inversión energética, la caída de la energía total disponible y el tiempo a partir del cual la inversión se compensará (Murphy, 2011). Esto es una consecuencia indirecta de la baja TRE de las renovables. Si esta fuese similar (o mayor) que la del petróleo o el escenario fuese de aumento de la energía disponible, la sustitución sería socioeconómicamente mucho más fácil y deseable. Este ha sido el escenario de las transiciones energéticas del pasado. De este modo, la evolución hacia las energías renovables solo es realista en un escenario de: i) fuerte planificación y conciencia social, ii) descenso obligado del consumo energético, iii) incremento de la energía disponible. La ventana de oportunidad para el tercer (y probablemente el primer) escenario ya pasó.

Por último, hay que considerar el factor tiempo en una doble vertiente. La primera son los plazos requeridos para construir las nuevas infraestructuras, que se adentran mucho en las curvas de caída de disponibilidad de combustibles fósiles, por lo que dificultan enormemente la transición energética ordenada. Goodstein (2004) afirma que hacen falta 30 años para cambiar la infraestructura energética. En el capitalismo fosilista, los nuevos sistemas de producción energética se han instalado en 50-75 años⁴²¹ (Podobnik, 2006; Smil, 2017) (tabla 6.1). Y en todos los casos no se realizó una sustitución de fuentes, sino una adición y, además, no se redujo el consumo de energía, sino que aumentó. La segunda faceta dilata aún más los periodos temporales, pues hace falta considerar a partir de qué momento la

419 El coste energético de las infraestructuras para una transición renovable en los próximos 25 años equivaldría al 22% de la energía neta del petróleo extraído en 2015 (Solé y col., 2018). El de la conversión de todos los vehículos en eléctricos ronda la extracción anual de petróleo (García-Olivarías y col. 2018). Además, fabricar un coche consume el 19-30% de la energía que gastará durante su vida útil (Segura, 2012; Onat y col., 2015). Por lo tanto, la sustitución de un coche que recorriese 30.000 km anuales solo tendría sentido energético si tuviese más de 14 (gasolina) o 16 años (diésel) (Aranda y Valero, 2010).

420 El punto de partida actual está lejos de ese 2% de sustitución, que a su vez es menor que las tasas de declive previstas para el petróleo. En 2010, la producción mundial solar fotovoltaica fue de 15 GW (un 6% de ese 2%), y la eólica de 37 GW (un 14% del 2%) (Murphy, 2011).

421 El carbón pasó de proveer el 10% de la energía mundial comercializada en 1800 al 60% en 1913. El cambio al petróleo fue más rápido: en 1910 suponía el 5% de la energía mundial comercializada y en 1960 era el 50% (Podobnik, 2006).

nueva infraestructura energética va a empezar a devolver energía neta a la sociedad, como acabamos de señalar en el ejemplo de la sustitución del 2% de la potencia cada año⁴²². Esto vuelve aún más irreal una transición ordenada que aporte un importante flujo de energía.

Una transición condicionada por el Capitaloceno

Un poco más adelante entraremos en detalle sobre los problemas de acceso a muchos materiales básicos para el sostenimiento de la economía actual. Ahora solo anotamos algunos de los que son clave para el despliegue de las energías renovables y cuyo suministro estará en entredicho en el futuro. La red eléctrica se basa en el cobre⁴²³; las mejores baterías, litio, níquel, platino, cadmio, lantano, manganeso y cobalto; las pilas de combustible de hidrógeno, platino⁴²⁴; los paneles fotovoltaicos, cobre, telurio, cadmio, indio, germanio, arsénico y galio; los aerogeneradores más avanzados, neodimio, cobalto, disprosio y samario⁴²⁵; las turbinas de altas prestaciones cobalto, neodimio y vanadio; o las LED usan indio, samario, itrio y galio. Además, los requerimientos materiales son en grandes cantidades⁴²⁶.

Las renovables implican un uso más extensivo del territorio. Jacobson y Delucchi (2011) estimaron que la sustitución de los combustibles fósiles por solar y eólica requeriría el uso del 0,6% de la superficie terrestre. Esto es mucho, pues la cifra es similar a la ocupación actual de todas las infraestructuras humanas (FAO, 2014a). Pero si estos resultados se corrigen con los datos del rendimiento real de los paneles fotovoltaicos⁴²⁷, la cifra supera en un orden de magnitud toda la superficie agropecuaria del planeta⁴²⁸ (de Castro y col., 2013). La alternativa de realizar estas

422 Solo alrededor de 2020 la producción energética de los paneles solares compensará la energía invertida en ellos (Diep, 2013).

423 Las infraestructuras necesarias para alcanzar 10 TW eléctricos de renovables absorberían el 50% de las reservas de cobre del mundo (de Castro, 2015d).

424 En un escenario de máximos, debido a las limitadas reservas de litio, níquel y platino el número de vehículos no podría aumentar y el de vehículos pesados con pila de combustible debería estar limitado al 10% del actual (García-Olivares, 2015b; García-Olivares y col., 2018).

425 Hasta 2030 la demanda global de galio, indio, selenio, telurio, disprosio, neodimio y terbio para paneles solares y turbinas eólicas en un escenario de transición energética acelerada pasaría del 10 al 230% de la extracción mundial en 2010 (Vidal y col., 2016).

426 Ejemplificamos con dos modelos: i) Cubrir en 2020 el 30% de la electricidad mundial de 2007 con energía eólica exigiría construir 1,5 millones de aerogeneradores de 2 MW, lo que necesitaría 2 veces la producción mundial de acero, casi 0,5 de la de carbón, 30 veces la de fibra de vidrio, 1 vez la de cemento y casi 0,5 la de cobre (Prieto, 2008b). ii) En un escenario de transición energética de fuerte apuesta por las renovables, en 2050 el acero, aluminio y cobre "secuestrado" en centrales hidroeléctricas, solares y eólicas sería 9 veces la extracción total de 2010 (Vidal y col., 2016).

427 Las renovables generan 1-2 órdenes de magnitud menos energía eléctrica por superficie que las fósiles (Capellán-Pérez y de Castro, 2015b).

428 Con datos de la década de 2010, las plantas fotovoltaicas requerirían más de 300 millones de hectáreas para producir tanta energía como la que proporcionan los combustibles fósiles, cuyas infraestructuras ocupan unos 7,5 millones de hectáreas (de Castro, 2017). En el caso de la UE-27, esto representaría del orden del 50% de su tierra disponible (Capellán-Pérez y col., 2017).

ingentes obras en lugares poco habitados, como los desiertos, desde el punto de vista energético, material y ambiental (por no decir político y ético) resultan inviables: miles de kilómetros de líneas de alta tensión, pérdidas, mantenimiento de las infraestructuras, etc. Si se consideran los tejados de las ciudades, solo el 2-5% de la superficie urbana es apta (la Gennusa y col., 2011; Capellán-Pérez y de Castro, 2015b).

Hay que considerar también las afecciones ambientales de las renovables. Por ejemplo, aunque las emisiones de GEI de las células fotovoltaicas son bajas, no lo son tanto si se contempla todo el ciclo de vida⁴²⁹. Además, tienen también importantes impactos, sobre todo en la liberación de compuestos tóxicos en su fabricación. Otro caso es el de las grandes presas, cuyas consecuencias no son menores, ya que anegan las mejores tierras de cultivo y emiten metano con el tiempo. Podríamos sumar la biomasa⁴³⁰.

A todo ello hay que añadir otros factores, como que el cambio climático también va a afectar al desarrollo de las renovables, por ejemplo, limitando el potencial eléctrico en las zonas donde habrá menos agua disponible⁴³¹.

Agrocarburos⁴³² y biocombustibles sintéticos: el vano intento de hacer en años el trabajo de milenios

Hay tres tipos de agrocarburos comerciales: i) Bioetanol (74,7% de la producción de agrocarburos de 2013). Se sintetiza a partir de la caña de azúcar, la melaza, el sorgo dulce, el maíz, el trigo o la cebada. Su densidad energética es un 66% de la densidad de la gasolina. EEUU y Brasil acaparaban en 2013 el mercado⁴³³. En mezclas bajas (10%), se puede usar en los vehículos actuales sin introducirles cambios. Puede llegar a utilizarse en alta concentración (85%), si se modifican los motores. ii) Biodiésel (22,6% de la producción de agrocombustibles de 2013). Se obtiene de la palma aceitera y la soja y, en menor medida, de la colza, el girasol, el cardo, la jatrofa, el ricino o el cacahuete. El mayor productor mundial es EEUU; seguido de Alemania, Brasil y Argentina. iii) Hidrobiodiésel (*hydrotreated vegetable oil*, HVO) (2,7% del total, pero creciendo fuerte). Usa las mismas materias primas

429 De 22-120 gCO₂/kWh frente a 850-1.000 gCO₂/kWh del carbón y 450 gCO₂/kWh del gas natural (Zehner, 2012; De Decker, 2015a, 2015b).

430 Para los residuos forestales y la conversión de tierras de cultivo a bosques, el balance de carbono es beneficioso desde el principio. Pero para bosques explotados intensivamente, el balance positivo puede tardar 2-3 siglos (BirdLife y col., 2010).

431 Van Vliet y col. (2016) evaluaron el 78% de la potencia hidroeléctrica y el 28% de la térmica (centrales nucleares, de carbón o de gas fundamentalmente) del mundo. Como consecuencia del cambio climático, la disminución de la capacidad utilizable sería del 81-86% en las centrales térmicas y del 61-74% en las hidroeléctricas a mediados de siglo. Además, la solar termoeléctrica y la electrogeotermia necesitan cantidades de agua equivalentes a las centrales de carbón, aunque en gran parte se puede reutilizar (Butler y Wuertner, 2012; Bradsher, 2013; IEA, 2016).

432 Usaremos esta denominación, y no la engañosa de biocombustibles, porque remite al modelo insostenible de agricultura industrial del que se obtienen estos productos en la actualidad.

433 Con un 87% de la producción (Rapier, 2014).

que el biodiésel, pero el producto final es químicamente equivalente al diésel. Sus costes son mayores que los del biodiésel. Destacan en su producción la UE, Singapur y EEUU (Rapier, 2014).

Hemos visto que la electricidad no es una sustituta adecuada del petróleo para sostener la movilidad actual. La apuesta por los agrocarburos pretende ayudar a responder a este reto⁴³⁴. Además, permitiría diversificar los países de los que obtener el combustible. Es decir, reduciría la dependencia del petróleo y, al tiempo, la centralidad geopolítica del Suroeste Asiático. Es por lo que los agrocombustibles han recibido apoyo público⁴³⁵ y financiación privada⁴³⁶, lo que ha permitido un cierto despegue⁴³⁷. Sin embargo, la esperanza es vana.

El primer problema de los agrocarburos es su pésima TRE. Aunque hay controversia al respecto, en el mejor de los casos (bioetanol de caña de azúcar) la TRE es de 2-5:1⁴³⁸. En otros cultivos (maíz, soja, trigo) está alrededor de 1-3:1⁴³⁹ (Russi, 2009; Vargas y col., 2009; Murphy, 2010; Lambert y col., 2012; Mediavilla, 2012; Hughes, 2013; Turiel, 2013a; de Castro y col., 2014; Hall y col., 2014). Para el biodiésel, los datos oscilan de 9:1 (palma) hasta 1-3:1 (soja) (Donato y col., 2008; Vargas y col., 2009; Heinberg, 2009b; Turiel, 2013a). Estos guarismos no son de extrañar, pues ya hemos explicado los altos consumos energéticos de la agricultura industrial⁴⁴⁰. A ello hay que añadir la necesidad de procesar los productos vegetales hasta obtener el combustible final. Recordemos que los fósiles son el resultado de la concentración y transformación a grandes presiones y temperaturas durante decenas de miles de años de ingentes cantidades de materia orgánica sin el concurso humano. Y se quieren sustituir por un procesado antrópico rápido de vegetales y, además, ganar mucha energía. Las cuentas no pueden salir⁴⁴¹. Esto implica que, al tener una TRE muy inferior a la

434 El gas no es una opción, como muestra que, a pesar del crecimiento del 20%/año de los vehículos de gas en la década pasada, el número total en 2009 era de 16,7 millones; una cifra pequeña comparada con los 1.200 millones de vehículos de motor en el mundo (Capellán-Pérez y col., 2014).

435 Los apoyos a los agrocarburos han sido económicos (subvenciones, desgravaciones), en forma de intentos de certificaciones (muy controvertidas) y apoyo político (implantación de objetivos de uso obligatorios en la UE, intento de convertir los agrocombustibles en MDL).

436 De 16.000 millones de libras en 2000 a 1,16 billones en 2013 (Rapier, 2014).

437 En todo caso, en 2015 suponían el 1,8% de la energía extraída del petróleo (BP, 2016).

438 Hay estudios que arrojan TRE mayores, pero han sido fuertemente contestados por obviar muchos consumos energéticos.

439 Ambos rangos de TRE son de máximos, pues en sus límites superiores no se contemplan elementos como la pérdida de suelo o el descenso de la TRE del petróleo (de Castro y col., 2014).

440 Apartado 6.8.

441 Estas cuentas también se pueden hacer en forma de energía aportada. El bioetanol de maíz supone el 14% del consumo total de gasolina en EEUU. Pero, en términos de energía neta solo incrementa un 0,8% la de la gasolina de origen fósil (Turiel, 2012d). Si en EEUU se hubiera destinado la totalidad de la cosecha de maíz y de soja de 2005 a la fabricación de etanol y de biodiésel, se habría sustituido un 12% y un 6% de la demanda interna de gasolina y de gasóleo, respectivamente. Sin embargo, en el mejor de los casos, esta sustitución proporcionaría una ganancia neta en términos energéticos equivalente al 2,4 y el 2,9% del consumo de gasolina y de gasóleo (Hill y col., 2006).

que necesita una sociedad compleja (10:1), los agrocarburos en realidad están subvencionados energéticamente por los combustibles fósiles, que son quienes soportan su producción.

En segundo lugar, el cultivo para la fabricación de agrocombustibles necesita grandes cantidades de tierra (y agua⁴⁴²), lo que convierte la sustitución total en físicamente imposible⁴⁴³. Esto hace inevitable que los cultivos para los vehículos compitan con los cultivos para alimentar a las personas⁴⁴⁴ y con el espacio vital para el resto de seres vivos. Nuevamente, estos datos resultan lógicos, ya que lo que se persigue es convertir una fuente de energía dispersa en otra muy concentrada. De este modo, ni siquiera las políticas más optimistas de la AIE (IEA, 2009) de introducción de vehículos eléctricos y desarrollo de agrocarburos serán suficientes para compensar el descenso de petróleo previsto por razones geológicas y sostener un débil crecimiento económico del 2% (Mediavilla y col. 2013).

Al publicitarlos, se afirma que los agrocarburos emiten mucho menos CO₂ que los combustibles fósiles. Sin embargo, para conseguir los agrocombustibles se requieren recursos fósiles en todo el proceso. Desde los empleados en la agricultura intensiva, a los del procesamiento y el transporte. A lo que se añade el N₂O derivado de los fertilizantes, que es un potente GEI. Además, la extensión de los agrocombustibles está aumentando la deforestación. En algunos casos, es directa (se tala selva para plantar soja o caña), pero en la mayoría de las ocasiones es indirecta (se sustituyen pastos u otros cultivos por los agrocombustibles y después se deforesta para mantener la superficie de los cultivos sustituidos). Esto también implica un aumento de las emisiones de GEI, son las emisiones por ILUC (*indirect land change use*, cambios indirectos del uso de la tierra). Sumando todos los factores, algunos agrocarburos tendrían emisiones superiores a algunos combustibles fósiles (figura 8.10).

442 1 l de agrocombustible necesita 2.500 l de agua en su producción (FAO, 2009), de forma que la huella hídrica de los agrocarburos es entre 70-400 veces mayor que la de los combustibles fósiles (Gerbens-Leenes y col., 2008).

443 Para reemplazar solo el 10% del combustible para el transporte mundial con agrocarburos se necesitarían el 8-36% de las tierras de cultivo del planeta (PNUMA, 2009). La sustitución de todo el petróleo actualmente consumido por agrocombustibles, con los rendimientos actuales, requeriría el 232% de las tierras arables disponibles en la actualidad en el planeta. La sustitución del 60% del petróleo, que es el destinado actualmente a transporte, requeriría el 140% de las tierras (Mediavilla, 2012; Mediavilla y col., 2013). En la UE, está disponible para nuevos cultivos energéticos, considerando los aspectos ecológicos y agronómicos, el 1% de la superficie agraria útil. En realidad menos, si se considera la propiedad y la topografía (Allen y col., 2014).

444 En 2007-2008 se usaron más cereales para agrocarburos y pienso animal que para alimentación humana (Shiva, 2013). En EEUU, desde 2004 ha aumentado el porcentaje de la cosecha cerealística destinada a producir agrocarburos, llegando al 38% en 2012 (Spross, 2013). Los agrocarburos usaban en 2015 el 2-3% del agua y la tierra agrícola, lo que hubiera dado para alimentar al 30% de población malnutrida (Rulli y col., 2016).

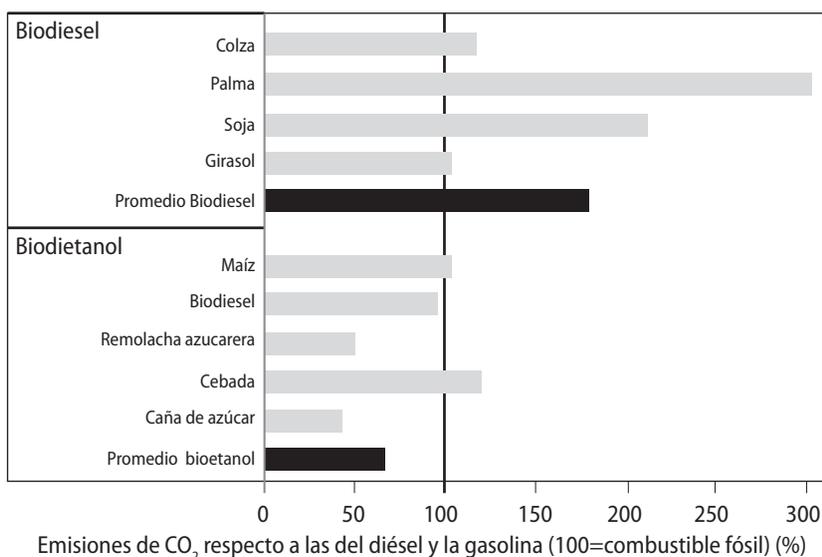


Figura 8.10 Emisiones de CO₂ de los agrocarburos considerando ILUC respecto a los combustibles fósiles (Transport and Environment, 2016).

A estos impactos se deben sumar los asociados al modelo agroindustrial⁴⁴⁵: pérdida de soberanía alimentaria, condiciones de trabajo muy duras (incluso esclavitud), “descampesinización”, contaminación del agua y del suelo, erosión, expansión de los transgénicos⁴⁴⁶, pérdida de biodiversidad⁴⁴⁷, sobreuso de recursos (como el fósforo), etc. De este modo, la huella ecológica de los agrocombustibles es incluso mayor que la de los combustibles fósiles⁴⁴⁸.

Para intentar resolver estos problemas, al menos en parte, desde hace tiempo se viene investigando sobre los agrocombustibles de segunda generación. Una primera opción son los que se basan en el procesado de la lignocelulosa (las partes duras de los vegetales) o la celulosa de hierba y que, por lo tanto, no compiten directamente con la alimentación humana. Sin embargo, aunque podría reducir el ritmo, esto no eliminaría la necesidad de más tierras para agrocarburos⁴⁴⁹, la apuesta por los monocultivos, las bajas TRE, ni las altas emisiones de GEI⁴⁵⁰. Surgen problemas

445 Apartado 6.8.

446 Todas las empresas que producen transgénicos tienen inversiones en agrocombustibles. En la mayoría de los casos, la investigación se orienta a obtener nuevos tipos de semillas no comestibles, lo que aumenta los riesgos que ya conlleva la contaminación transgénica (Bermejo, 2008).

447 La destrucción de ecosistemas naturales por la expansión de la soja ha sido de, al menos, el 60% en Argentina y el 74% en Brasil (Bebb, 2008). Entre 1987 y 2000, en Malasia las plantaciones de palma aceitera causaron el 87% de la deforestación (Monbiot, 2006).

448 8,2 m²/W de los fósiles frente a más de 16,3 de los agrocarburos (de Castro y col., 2014).

449 Si se plantase de hierba toda la tierra cultivable de EEUU para la producción de etanol, solo se podría sustituir un 20% del consumo de gasolina del país (Patzek, 2010).

450 En el caso de la hierba, reemplazar el 10% del consumo de gasolina de EEUU incrementaría las emisiones de CO₂eq en 55 millones de toneladas (Patzek, 2010).

añadidos, como que la descomposición de la celulosa y la lignina se está abordando haciendo uso de la ingeniería genética y que se están desarrollando vegetales transgénicos con menos lignina. Además, estas tecnologías todavía resultan excesivamente caras y complejas para la producción industrial y no han solucionado los problemas técnicos para su desarrollo⁴⁵¹. También se está experimentando con el biodiésel a partir de algas, que podrían crecer usando los residuos de la combustión del carbón de las centrales térmicas y que tienen un factor de conversión de la energía solar mayor que las plantas. En todo caso, esto es solo una promesa, a pesar de las décadas de investigación y las fuertes inversiones.

Finalmente, hacemos una breve mención a los intentos de fabricar biocombustibles de forma sintética a través de la creación de seres vivos que los produzcan⁴⁵². Además de todos los problemas que ya hemos señalado respecto a los organismos modificados genéticamente⁴⁵³, habría que añadir que en el único caso en el que se llegaron a comercializar (por Amyris, en Brasil) la producción se paralizó por problemas financieros (Ribeiro, 2013).

Todo esto no quiere decir que, a pequeña escala y de forma local, no se puedan producir agrocarburos dentro de los límites de recursos del planeta. Además, podrían obtenerse a partir de subproductos, como los aceites usados o las basuras (biogás), pero también en pequeñas cantidades⁴⁵⁴.

Hidrógeno y otros vectores con una pésima TRE

El hidrógeno es el último de los candidatos, tras la electricidad y los agrocarburos, para sustituir al petróleo en la automoción. El punto de partida es óptimo, pues la densidad energética del hidrógeno es mayor que la de la gasolina⁴⁵⁵, pero el resto son limitaciones.

La primera es que no es una fuente de energía, sino un vector energético, como la electricidad, por lo que se necesita la inversión de energía para generarlo. Esto se puede abordar mediante electrolisis del agua⁴⁵⁶, y a partir de carbón o gas natural⁴⁵⁷. Pero ambos procesos usan más energía que la que se desprende en la combustión del hidrógeno. También más que la requerida para generar electricidad, por lo que el hidrógeno tampoco es un buen sistema de almacenamiento

451 Una muestra es que, en 2017, 3 de las 4 plantas existentes en EEUU habían cerrado (Hirtzer y Renshaw, 2017).

452 Entre los grandes inversores en biología sintética están 6 de las 10 mayores petroleras y 6 de las 10 compañías más grandes del agronegocio (Ribeiro, 2013).

453 Apartado 6.8.

454 El biodiésel fabricado con todos los aceites usados en Reino Unido proporcionaría 0,26% de la demanda de combustible para el transporte por carretera (Monbiot, 2004).

455 $11,4 \times 10^8$ J/kg frente a $4,6 \times 10^8$ J/kg (Bueno, 2009).

456 En la electrolisis del agua se pierde un 30-50% de la energía (Turiel, 2012a; Zehner, 2012; Heinberg y Fridley, 2016; Prieto, 2016).

457 El 95% del hidrógeno que se usa actualmente se sintetiza a partir del gas natural (Beamspot, 2014). Se están estudiando otros métodos (fermentación, biohidrógeno, electrolisis biológica o mediante termosolar de agua), pero todas están lejos de la fase comercial (Heinberg y Fridley, 2016).

de electricidad.

Para ser transportado, el hidrógeno necesita estar confinado a alta presión o a bajas temperaturas (-253°C). También hacen falta recipientes especiales para evitar que las pequeñas moléculas de hidrógeno se escapen, lo que reduce todavía más el rendimiento (Zehner, 2012; Prieto, 2016)⁴⁵⁸.

A estas limitaciones se añade que requiere una nueva infraestructura para ser un sustituto real, con las inversiones que eso implica: flotas de coches, tractores, camiones, barcos y maquinaria pesada; nuevas instalaciones para producir, almacenar, transportar y distribuir el hidrógeno, etc. Esta infraestructura además no es sencilla, pues no se pueden usar conducciones convencionales de gas (las corroe), necesita contenedores de paredes densas, altas medidas de seguridad (el hidrógeno es mucho explosivo que la gasolina) y las pilas más eficientes que usan hidrógeno requieren de materiales costosos como el platino.

Probablemente, por todo esto es por lo que ni las empresas ni los Gobiernos están apostando por el desarrollo de este vector, lo que hace que la dificultad de su implantación crezca conforme avanza la Crisis Global. En conclusión, en el mejor de los casos, el hidrógeno servirá para una sociedad con un consumo energético mucho menor y en usos no intensivos.

Sobre otros vectores energéticos que se están barajando, como el magnesio o el grafeno, no vamos a entrar. Resumimos que entrañan dificultades mayores que el hidrógeno (Turiel, 2010e, 2014b).

Los petróleos y gases no convencionales son el “canto del cisne” de la era fosilista

En general, las reservas que quedan de combustibles no convencionales son enormes, notablemente mayores que las de los convencionales⁴⁵⁹. Además, existe capacidad tecnológica para aprovechar muchos de ellos. Sin embargo, sus problemas comunes y principales son la menor densidad energética⁴⁶⁰, la reducida TRE y la dependencia de otros recursos para su extracción y/o procesamiento⁴⁶¹. Todo ello implica necesariamente altos costes (figura 8.11).

458 Si se tienen en cuenta las pérdidas a lo largo de la cadena de conversión del hidrógeno (licuefacción, transporte y manipulación), la producción de hidrógeno para el consumo en un avión o en una pila de combustible requiere 2,1 veces su contenido en poder calorífico inferior (García-Olivares, 2015b).

459 De petróleo convencional queda alrededor de 1 billón de barriles y de no convencional 7 (Turiel, 2012a). Así, ExxonMobil reconocía en 2014 que casi 1/2 de sus reservas de reposición están en yacimientos de roca poco porosa (Rogers, 2014).

460 Los petróleos no convencionales tienen densidades energéticas por volumen de alrededor del 70% de la del petróleo crudo (Turiel, 2012b).

461 Por ejemplo, la explotación de los no convencionales requiere de gas natural y agua (Turiel, 2012a).

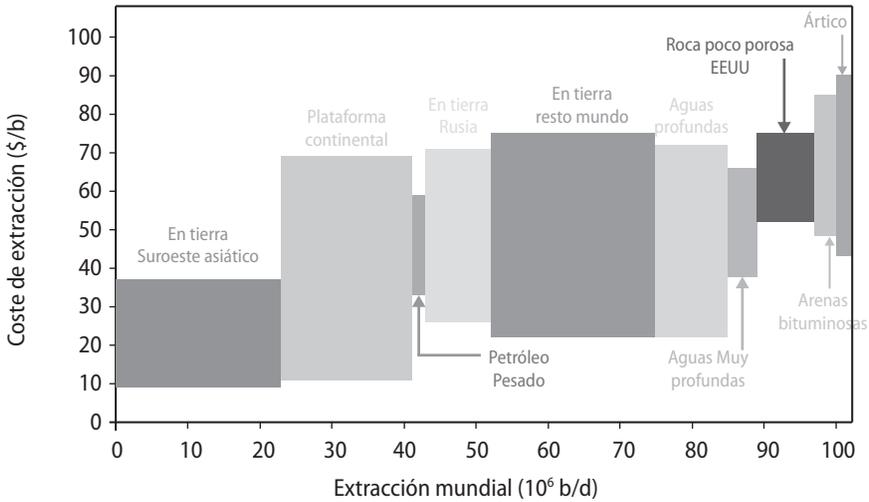


Figura 8.11 Coste de distintos tipos de petróleo (Ro, 2014).

Por ello, para que la explotación de los no convencionales sea rentable, el precio del petróleo debe estar en torno a los 80-100 \$/b⁴⁶² (Hall y Klitgaard, 2012; Klare, 2012b; Turiel, 2012a; Hughes, 2013). Pero, a partir de un precio de 120-130 \$/b, economías como la de EEUU entran en recesión (Turiel, 2013b). Un segundo problema relacionado con los precios es que, para que exista inversión en los no convencionales, se necesita que el precio del petróleo se sostenga por encima de la ventana de rentabilidad⁴⁶³. No obstante, una de las consecuencias de haber alcanzado el pico del petróleo es la fuerte variabilidad de su precio, como veremos. Además, en la medida en que las extracciones sean más agresivas (fractura hidráulica, por ejemplo), los impactos ambientales serán mayores (González, 2015), y la virulencia y frecuencia de accidentes crecerá, lo que alimentará más resistencias sociales y más costes de explotación⁴⁶⁴.

Aun en caso de que los hidrocarburos no convencionales pudiesen explotarse en las cantidades suficientes (que repetimos que no será posible), quedaría por solventar que se pudiese hacer a la velocidad que el capitalismo requiere: “La mitigación del declive del petróleo requeriría más del 10% de crecimiento sostenido de [extracción] de petróleo no convencional durante las próximas dos décadas como mínimo y tales tasas sostenidas de crecimiento no han sido observadas en ningún sistema de energía global en la historia” (García-Olivares, 2014).

Petróleo y gas de aguas profundas, y del Ártico

La AIE considera que en 2020 el 40% de todo el petróleo consumido vendrá de aguas profundas (Turiel, 2012a). En 1955, era solo el 1% (Klare, 2012b). Esto es

462 Marzo (2011a) da rangos de precios algo menores.

463 Como consecuencia de la caída del precio del petróleo entre 2008 y 2009, cayó la inversión en explotación hasta un 20% (Turiel, 2012a).

464 Esto de hecho ya está ocurriendo, como resume Martín-Sosa (2015b).

un problema por varios factores: i) en estos yacimientos, hay que perforar normalmente cuatro o más pozos antes de dar con uno con petróleo, lo que incrementa los costes; ii) los ritmos de declive son más rápidos que en los pozos en la plataforma continental o en tierra firme, lo que implica la necesidad de perforar más o hacer perforación horizontal; iii) acarrearán más problemas de mantenimiento y muchos están en zonas tropicales, donde los huracanes incrementan los gastos⁴⁶⁵; iv) están siendo más difíciles de extraer de lo inicialmente previsto⁴⁶⁶; v) la TRE es de 5-10:1⁴⁶⁷ (Turiel, 2012a, 2012c); vi) después del desastre de la plataforma Deep Water Horizon en el golfo de México (2010), las regulaciones han aumentado y, con ellas, los costes⁴⁶⁸; y vii) las reservas de petróleo en aguas profundas no son muy grandes⁴⁶⁹.

Las reservas de petróleo del Ártico también son pequeñas. En lo que sí es más rico es en bolsas de gas⁴⁷⁰. Las limitaciones de esta explotación son similares a las de las aguas profundas (cambiando huracanes por icebergs), incluidas las bajas TRE (Turiel, 2012c). Y eso sin considerar los problemas ambientales y geopolíticos que derivarían de su explotación⁴⁷¹.

Arenas bituminosas y petróleos extrapesados

Las arenas bituminosas y los petróleos extrapesados son combustibles en los que las cadenas cortas de hidrocarburos se han evaporado y solo han quedado las más largas y pesadas, que son las de peor calidad energética. Es un petróleo que se formó a la profundidad y presión adecuadas pero que, al no estar aislado de la superficie, perdió esas cadenas ligeras⁴⁷².

Las principales reservas de estos petróleos están en Alberta, Canadá (arenas bituminosas) y la cuenca del Orinoco, Venezuela (extrapesados), aunque también hay en otros lugares como Arabia Saudí, Rusia o Kazajistán (Heinberg, 2009b; Hughes, 2013; Tverberg, 2014h; González, 2015). Las cantidades totales son grandes, del orden de 1-2 billones de barriles (Marzo, 2011a; Klare, 2012b; Heinberg, 2013).

465 Los ciclones Katrina y Rita (2005) devastaron en conjunto 167 plataformas marinas y 183 oleoductos (Rubin, 2009).

466 La extracción de petróleo de aguas profundas en el golfo de México, el oeste de África y el este de Brasil está muy por debajo de las previsiones hechas a principio del siglo XXI. Es más, en el golfo de México y Angola se ha atravesado ya el pico de extracción, y en el inicio de la década de 2010 en Brasil el bombeo atravesaba serios problemas financieros (Heading Out, 2013; Zittel y col., 2013).

467 La TRE de los campos marinos no profundos es de 10-15:1 (Turiel, 2012a).

468 En general, tienen costes de inversión varios órdenes de magnitud mayores que los campos de hidrocarburos en rocas poco porosas (Cunningham, 2015).

469 Se estiman en 0,5 millones de barriles (González, 2015).

470 Las reservas de petróleo podrían rondar el 5,4% de las actuales y las de gas el 25,4%. El 85% de ellas bajo los fondos marinos (Marzo, 2014).

471 Un indicador de todo ello es que Shell abandonó sus prospecciones en el Ártico en 2015, tras invertir 7.000 millones de dólares, por los altos costes y la presión social. Algo similar hizo Total (García Vega, 2015).

472 La diferencia entre uno y otro es que los extrapesados son un poco más ligeros.

Pero, nuevamente las expectativas de extracción han superado la realidad⁴⁷³ y desde 2015 parecen haber entrado en declive. Esto se ha debido en gran parte a las dificultades técnicas que conlleva y al alto coste energético⁴⁷⁴. Esta minería genera altos impactos ambientales, entre los que destacan las fuertes emisiones de GEI⁴⁷⁵, y la contaminación del agua⁴⁷⁶ y del suelo.

La TRE de las arenas bituminosas ronda 2-6:1, probablemente sea de 3:1 (Herweyer y Gupta, 2008; Keefer, 2009; Turiel, 2012a; Brandt, 2013; Heinberg 2013; Miller y Hopkins, 2013; Morgan, 2013; Hall y col., 2014). La de los petróleos extrapesados es similar (Hughes, 2013).

Gas de roca poco porosa (también llamado de esquisto o de pizarra)

Normalmente, el gas y el petróleo se encuentran en rocas de gran porosidad, como areniscas y calizas, en las que toda la masa de hidrocarburo está bien conectada entre sí. Pero hay otros yacimientos de gas y petróleo en rocas con una porosidad y permeabilidad muy bajas, como los esquistos. Los yacimientos de gas de roca poco porosa están distribuidos por todo el planeta. Las principales reservas están en China⁴⁷⁷, EEUU⁴⁷⁸, Argentina, México, Sudáfrica, Australia, Argelia, Rusia e India (Bacchetta, 2012; Urresti y Marcellesi, 2012; Martín-Sosa, 2013). EEUU encabeza con mucho su extracción⁴⁷⁹.

La explotación de estos campos mediante medios convencionales no es posible y se tiene que recurrir a la fractura hidráulica (*fracking*). En esta técnica, las perforaciones verticales suelen ser a 1-4 km. Una vez alcanzada esa profundidad, se realizan hasta seis perforaciones más o menos horizontales de 1-2 km. Finalmente, se fracturan las rocas mediante la inyección a grandes presiones de un fluido com-

473 La extracción en Canadá es de 1,8 Mb/d, cuando las proyecciones preveían 3,5 Mb/d. En Venezuela, la explotación se estancó en 0,6 Mb/d desde 2000 hasta la década de 2010 (Zittel y col., 2013). La extracción mundial de petróleos embebidos en rocas poco porosas y de arenas bituminosas, más petróleos extrapesados era aproximadamente igual en 2015 (Prieto, 2015b).

474 Las arenas bituminosas se extraen mediante minería de cielo abierto (80%) y son tratadas con diversos productos químicos a alta temperatura para separar el combustible. Cuando no es posible la minería a cielo abierto, se pueden fundir con vapor bajo tierra y bombearlas después (Hughes, 2013). En cualquiera de los casos, requieren un procesamiento posterior para transformarlas en crudo sintético (*syncrude*). 1 b de *syncrude* requiere 4-6 b de agua (el doble que el petróleo convencional) y 2 de gas natural (Walsh y Stainsby, 2010; Mantxo, 2013; Turiel, 2013a). Además, es necesario eliminar las altas concentraciones de azufre (González, 2015).

475 Las emisiones de CO₂ de las arenas bituminosas, teniendo en cuenta todo el ciclo de vida, son un 14-50% mayores que las del petróleo. En el caso de los petróleos extrapesados, la cifra es del 14-40% (Koppelaar y col., 2009; Hughes, 2013).

476 Aproximadamente, un 10% del agua usada en la extracción y procesado de las arenas bituminosas se devuelve contaminada a los ríos (Mantxo, 2013).

477 Los recursos presentes en China son más difíciles de extraer que los de EEUU, por la mayor profundidad y las características geológicas (Heinberg, 2013).

478 Aunque es probable que estén sobreestimadas en un 100-500% (Rogers, 2013).

479 En 2013, el gas de roca poco porosa supuso el 40% del gas natural extraído en ese país (Heinberg, 2013; Hughes, 2013; Martín-Sosa, 2013). En 2016, cinco campos acapararon el 74% de la extracción: Marcellus, Eagle Ford, Utica, Haynesville y Barnett (Hughes, 2016).

puesto por agua, arena y productos químicos. Con ello se consigue la liberación del gas, que fluye hasta alcanzar la superficie⁴⁸⁰.

Ni el conocimiento del gas de roca poco porosa, ni de la fractura hidráulica son nuevos. La novedad es su explotación en EEUU como consecuencia de la disponibilidad de agua, el pico del petróleo, el alza de precios del combustible desde 2006, el alto desarrollo de la industria y la infraestructura extractiva, incentivos económicos, una normativa muy favorable a la explotación de hidrocarburos (Ley de Política Energética, Ley de Agua Potable) y la especulación financiera, que luego explicaremos.

Los impactos ambientales de esta técnica son muy altos: i) Introducción de decenas de sustancias tóxicas en el subsuelo⁴⁸¹, que además no están sujetas al escrutinio público, pues se amparan bajo el paraguas del secreto empresarial. ii) Uso de grandes cantidades de agua⁴⁸². iii) Contaminación de acuíferos por el líquido de fractura que no se recupera⁴⁸³ y por filtraciones de hidrocarburos (Llewellyn y col., 2015). iv) Generación de gran cantidad de aguas residuales con sustancias tóxicas, metales pesados y partículas radiactivas⁴⁸⁴. v) Contaminación del aire por la volatilidad de algunos de los compuestos tóxicos empleados. vi) Más escapes de CH₄ (un GEI notablemente más activo que el CO₂) que en la minería del gas natural convencional. Esto contribuye a que las emisiones totales del gas de roca poco porosa sean probablemente mayores que las del carbón (Martín-Sosa, 2017b)⁴⁸⁵. vii) Sismicidad inducida como consecuencia de la inyección del líquido de fractura⁴⁸⁶.

El gas de roca poco porosa no es ninguna panacea energética. La causa principal es que la “producción” de los pozos decae pronto, ya que la poca permeabilidad de la roca hace que se agote rápidamente el gas en las restringidas zonas fracturadas⁴⁸⁷. Así, para un relativamente pequeño aumento en la extracción de gas, ha

480 Esta técnica no es exclusiva de los campos de roca poco porosa, sino que el 50% de los campos convencionales también la usa para aumentar la extracción (Dunlop, 2014).

481 Se inyectan hasta 500 sustancias, entre las que figuran: 17 tóxicos para organismos acuáticos, 38 tóxicos agudos, 8 cancerígenos probados y 7 elementos mutagénicos (TCCCR, 2011). En masa, son unas 4.000 t de productos químicos por pozo (Urresti y Marcellesi, 2012).

482 Se emplean 19 millones de litros de agua por pozo, el equivalente al consumo anual de 1.000 familias españolas (Ecologistas en Acción, 2012b).

483 Se estima que se recupera el 15-85% del líquido inyectado. El resto queda en el subsuelo (Hughes, 2011; Ecologistas en Acción, 2012b).

484 El 90% del agua usada en la fractura hidráulica no puede volver a ser utilizada (Ecologistas en Acción, 2014a).

485 Entre 2002 y 2014, las emisiones de CH₄ de EEUU se incrementaron en un 30% probablemente en su mayoría por fugas de pozos perforados mediante fractura hidráulica (Turner y col., 2016). Otro factor ha sido que el hidrocarburo se evacúa en camiones, con cerca de 2.000 viajes de vehículos pesados y 1.500 de ligeros por pozo (Hughes, 2013).

486 El mayor terremoto por esta causa hasta 2014 fue el que se ocasionó en Oklahoma en 2011 de una magnitud de 5,7 (Heinberg, 2013). La sismicidad inducida por la inyección de agua no depende de la tasa de inyección, sino del tiempo que se mantiene la práctica: a más tiempo, más probable es la aparición de un terremoto de mayor magnitud (Yus, 2013).

487 La productividad de estos pozos es unas 200 veces menor que la de un pozo convencional (Prieto, 2012a; Turiel, 2013c). Además, baja rápido: en los yacimientos principales de EEUU decae un 20-40%/año. Esto hace que se tengan que realizar 7.200 nuevas perforaciones anuales para mantener la extracción que existía en 2013 (Hughes, 2013, 2014, 2016a, 2018). Así, la vida útil de este tipo de pozos puede rondar los 5-6 años (Urresti y Marcellesi, 2012; Peinado, 2014).

sidó necesario un gigantesco incremento en el número de pozos perforados, ya que la productividad por pozo ha caído en picado (figura 8.12). Esto hace además que la eficiencia de recuperación de los campos sea muy baja⁴⁸⁸.

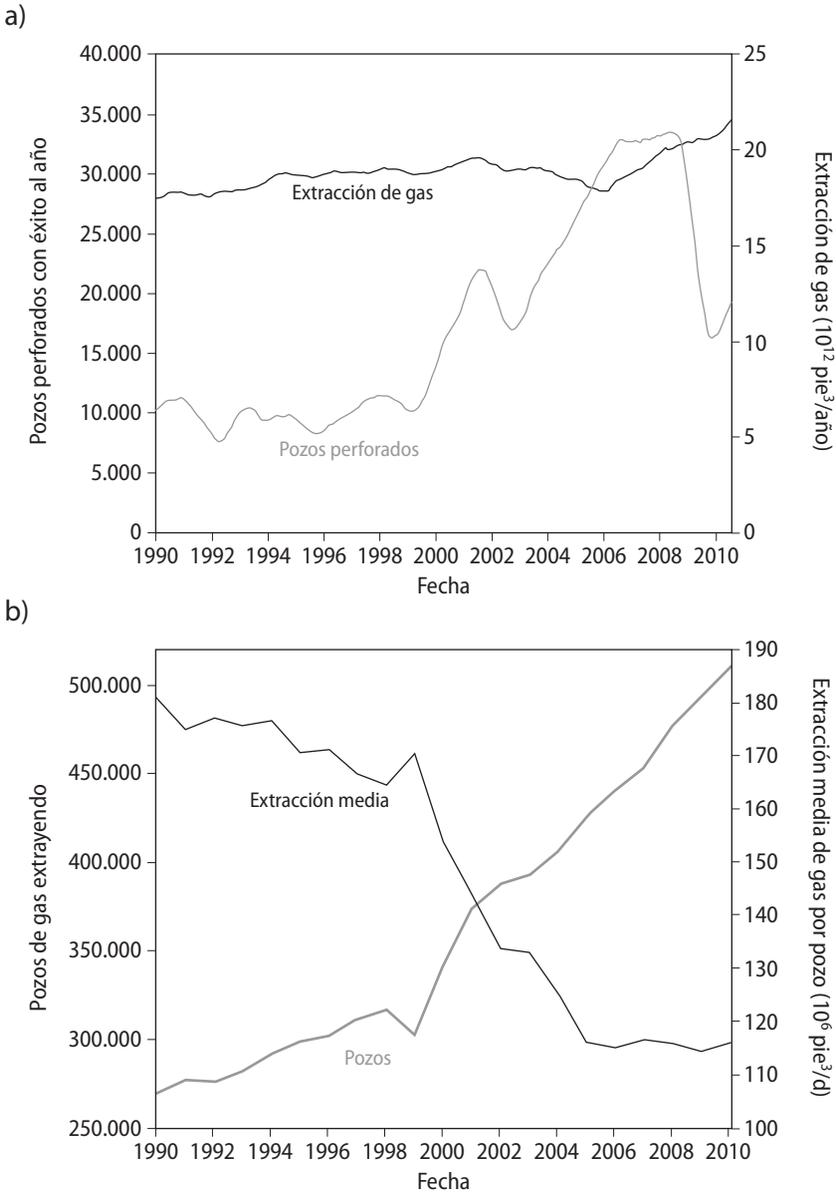


Figura 8.12 a) Extracción de gas natural en EEUU y número de pozos perforados con éxito. b) Número de pozos en funcionamiento y rendimiento por pozo en EEUU (Hughes, 2011).

488 Del 6,5% (Peinado, 2014), frente al 75-90% de los convencionales.

Como consecuencia inevitable del método de extracción y de la necesidad continuada de perforar pozos, la TRE del gas de roca poco porosa es baja. Aunque las TRE calculadas todavía no son sólidas, parece que pueden estar alrededor de 2-5:1 y, además, bajarían con el tiempo (Hughes, 2013; Morgan, 2013; Turiel, 2013c). A esto se añade que la calidad del gas de roca poco porosa es menor que la del gas natural convencional⁴⁸⁹.

Existen límites físicos que dificultan la extensión y el sostenimiento de la fractura hidráulica. Uno es la gran cantidad de agua que requiere, lo que dificulta seriamente su explotación en lugares como India, China, México, Argelia, Pakistán o Sudáfrica, máxime a medida que se vayan incrementando los impactos del cambio climático⁴⁹⁰. Otro límite es la necesidad de abrir muchos pozos para sostener la extracción, lo que obliga a una mayor utilización de terreno, que a su vez conllevará más resistencias. Y un último es que el pico de extracción de los principales campos de EEUU llegará antes de 2020 (Hughes, 2014).

Sin embargo, en EEUU se ha producido un explosivo crecimiento de la extracción de gas de roca poco porosa. La clave no ha estado en el plano productivo, sino en el financiero. Desde la perspectiva productiva, las empresas llevan acumuladas importantes pérdidas desde 2010⁴⁹¹. Esto se debe a los límites de la fractura hidráulica y a que el precio del gas descendió por debajo de los precios de extracción⁴⁹², en gran parte como consecuencia del *boom* del gas de roca poco porosa⁴⁹³. Sin embargo, a estas empresas les ha compensado sostener estos déficits porque han podido apuntarse un aumento de sus reservas de hidrocarburos, lo que les ha hecho subir en bolsa y cosechar importantes beneficios financieros. Además,

489 En EEUU, no se publican los datos de la composición química de este gas, pero sí en Polonia. Allí, el gas resulta ser muy rico en nitrógeno (cerca del 50%), tanto que no arde (normalmente hace falta una cantidad de nitrógeno por debajo del 1%). Es posible separar el nitrógeno, pero esto redundaría en mayores consumos energéticos y, por lo tanto, económicos (Orlov, 2012; Prieto, 2012a; Ecologistas en Acción, 2013a).

490 El 38% de las reservas de fósiles en roca poco porosa están en zonas áridas o con un fuerte estrés hídrico, el 19% en regiones en las que el agua está sujeta a una gran variabilidad estacional y el 15% en territorios expuestos a importantes sequías. Todo junto suma el 58% de las reservas. Además, en el 40% de las localizaciones la fractura hidráulica solo podría realizarse restando agua para la agricultura y/o el abastecimiento humano (Reig y col., 2014).

491 En EEUU, es necesario invertir 42.000 millones de dólares para mantener el flujo de gas que los mercados requieren. Pero en 2012 el valor del gas obtenido fue de 32.500 millones de dólares. Esta situación se arrastra desde 2010 (Hughes, 2013; Turiel, 2013c). Así, la deuda del sector casi se duplicó en 2010-2014, mientras que los ingresos se incrementaron solo un 5,6%. A principios de la década de 2010, una docena de las empresas especializadas en fractura hidráulica en EEUU se estaban gastando al menos el 10% de sus ventas en pagar intereses, lo que contrastaba con el 0,1% que abonaban las grandes como ExxonMobil (Loder, 2014).

492 El precio mínimo para que salga rentable explotar el gas de roca poco porosa es de 4-8 \$ por millón de BTU. Pero se está pagando a unos 3-4 \$ (Turiel, 2010c, 2013c; Berman, 2017a). Además, este coste es mayor que el del gas convencional, lo que hace que el mercado se restrinja solo a las regiones donde este último está en claro declive.

493 En 2011, la oferta de gas natural en EEUU fue 4 veces la demanda (Rogers, 2013).

su valor accionarial también ha subido como consecuencia del fuerte aumento en la extracción. De este modo, el sector se ha convertido desde 2010 en un fuerte atractor de inversiones, lo que ha empujado aún más sus acciones y un proceso de fusiones y adquisiciones, generándose una nueva burbuja especulativa. El negocio no está en la venta de gas, sino en los activos financieros⁴⁹⁴, para lo que es imprescindible mantener la deficitaria extracción. La burbuja del gas de roca poco porosa es un nuevo ejemplo de cómo la economía financiera condiciona a la productiva y permite sostener prácticas destructoras del entorno⁴⁹⁵. Sin embargo, el proceso parece estar llegando a su fin y la extracción de este tipo de gas está declinando desde 2011-2016 en todos los yacimientos más ricos de EEUU, salvo en dos (Marcellus y Utica), que en 2017 sostenían solos el crecimiento de la extracción (Berman, 2017a; Hughes, 2018).

Todo esto hace improbable la implantación del modelo en otros lugares del mundo, al menos en la extensión que se ha producido en EEUU, máxime cuando en la mayoría de sitios las condiciones geológicas, geográficas, industriales, poblacionales⁴⁹⁶, económicas⁴⁹⁷, sociales⁴⁹⁸ y jurídicas⁴⁹⁹ son menos favorables y esto se tendrá que hacer después de que la burbuja del gas de roca poco porosa estalle. Probablemente, es por lo que muchas empresas se están marchando de lugares como Polonia⁵⁰⁰ (Cámara, Martín-Sosa, 2015; Nelsen, 2015).

Petróleo de roca poco porosa (también llamado de esquisto o de pizarra)

El petróleo de roca poco porosa es equivalente al gas que acabamos de describir y su método de extracción también consiste en la fractura hidráulica, con similares impactos ambientales y limitaciones físicas. La cantidad de las reservas mundiales no está clara, pero parece evidente que son muy inferiores a las de petróleo convencional⁵⁰¹. Su crecimiento en EEUU ha sido muy fuerte, lo que le ha permitido aumentar la sustracción de crudo de la tierra por primera vez desde que hubo alcanzado el pico del petróleo convencional (figura 8.13).

494 Entre 2009 y 2011, el entramado financiero del gas de roca poco porosa movió 135.000 millones de dólares (Peinado, 2014).

495 Esta no es la primera burbuja relacionada con los hidrocarburos. Por ejemplo, el descubrimiento del campo Kashagan en el Caspio en 2000 generó una burbuja que ha explotado: hoy importantes compañías han dejado la zona (Shell, Statoil) y la extracción en Kazajistán es de 1,7 Mb/d, lejos de los 7-8 que se habían pronosticado (Zittel, 2013).

496 En Europa y China, la densidad de población es mayor que en EEUU, lo que hace más complicado el uso de esta impactante técnica.

497 Como hemos explicado (apartados 6.4 y 6.5), la capacidad de endeudamiento de y en EEUU gracias a que el dólar es la moneda de reserva mundial es mucho mayor que en cualquier otro país.

498 Expresadas en las múltiples resistencias en todo el mundo (Martín-Sosa, 2015c).

499 En EEUU, quien ostenta la propiedad del suelo también tiene la del subsuelo, lo que no sucede en lugares como China o la UE.

500 Aunque en paralelo hay planes de explotación en otros sitios como Rusia o México.

501 Podrían rondar los 0,03 billones de barriles de petróleo recuperables (hasta ahora la humanidad ha consumido 1 billón de barriles y quedaría otro tanto, *grosso modo*) (IEA, 2013; Turiel, 2013c).

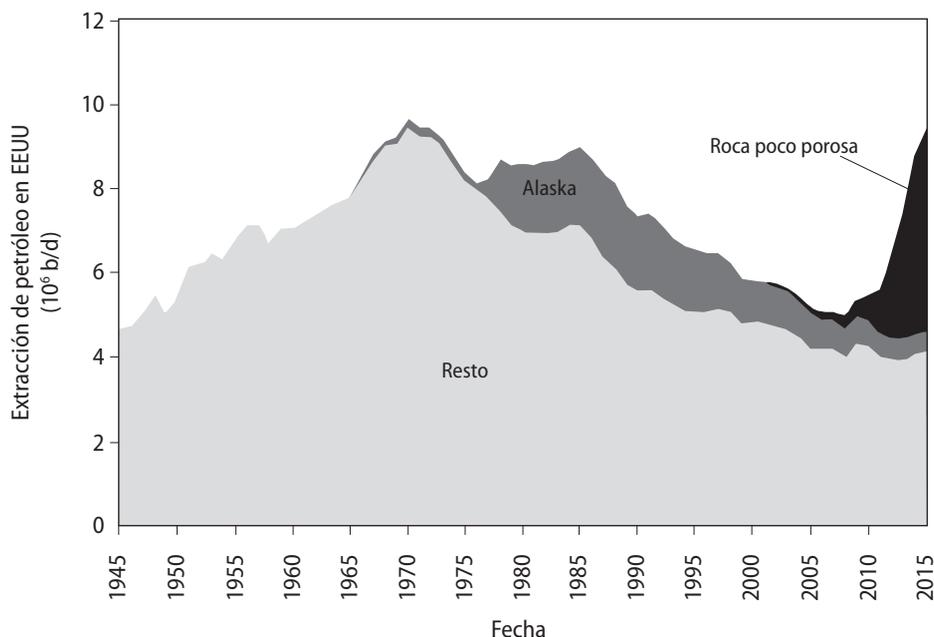


Figura 8.13 Extracción de petróleo en EEUU (Tverberg, 2016e).

Sin embargo, el petróleo de roca poco porosa también dista de ser una alternativa energética. En primer lugar, la extracción de los pozos baja de forma rápida⁵⁰², en paralelo al agotamiento de las limitadas zonas fracturadas. Esto obliga a realizar perforaciones continuadas para sostener la extracción⁵⁰³. Además, como consecuencia del alto consumo energético de la fractura hidráulica y de que el petróleo debe ser evacuado en camiones por no ser rentable construir oleoductos, la TRE del petróleo de roca poco porosa es baja. Aunque no hay estudios definitivos, debe de ser inferior a 5:1 (Turiel, 2012g; Morgan, 2013). En paralelo, sus costes de explotación son altos, no menos de 65-80 \$/b (Turiel, 2013f; Ro, 2014), lo que hace que las empresas del sector estén perdiendo dinero desde el principio (2009), incluso cuando los precios del petróleo fueron altos (SRSrocco, 2016a). Además, el crudo que se obtiene en EEUU no sirve para producir diésel (Turiel, 2015c). Para remate, el pico de extracción del petróleo de roca poco porosa podría ser en 2022⁵⁰⁴. Después seguirá una caída brusca

502 Las tasas del descenso son del 30-45%/año. En los campos de petróleo convencional es del 5% (Hughes, 2014, 2016b).

503 En Dakota del Norte y Texas, el 40% de los pozos deben ser sustituidos cada año para sostener el ritmo de extracción (Heinberg, 2013; Hughes, 2013). De este modo, la succión del petróleo de roca poco porosa requiere perforar 10-100 pozos más que para el convencional (Turiel, 2012c).

504 Las reservas que se dieron en EEUU estuvieron sobreestimadas en un 100-500% (Rogers, 2014), como sugiere el reconocimiento en 2014 de que el campo Monterrey (California)

(Turiel, 2013f; Zittel y col., 2013; Laherrère, 2014; Patterson, 2014e; Hughes, 2013, 2014, 2018). De este modo, la burbuja del petróleo de roca poco porosa podría durar solo unos 10 años y habría inyectado una cantidad modesta en el mercado⁵⁰⁵.

Gas a líquidos (GTL) y carbón a líquidos (CTL)

Tanto el gas como el carbón se pueden convertir en petróleo sintético mediante el proceso Fischer-Tropsch, aunque se están desarrollando otros métodos todavía no comercializados. La principal ventaja de hacerlo es sostener las demandas de combustible para automoción, incluido el diésel.

Sin embargo, esta práctica tiene muchos límites: i) Está condicionada por los picos del gas y del carbón que, como vimos, no serán muy posteriores al del petróleo, lo que hará que los GTL o los CTL se vean frenados por los usos del gas y el carbón para otros fines (calefacción, generación eléctrica). ii) La transformación del gas y del carbón en un líquido similar al petróleo supone una pérdida energética alta⁵⁰⁶. iii) El proceso es muy contaminante, emisor de GEI⁵⁰⁷ y requiere importantes cantidades de agua⁵⁰⁸. iv) La TRE del GTL podría estar alrededor de 5:1 (Turiel, 2012c). v) Los costes son altos (mayores para el CTL que para el GTL).

Todo esto explica que su uso sea marginal⁵⁰⁹. Además, en escenarios de altos precios es más rentable usar el gas licuado para automoción que transformarlo en algo similar al petróleo (Koppelaar y col., 2009), o transformar el carbón en electricidad y mover coches eléctricos (Heinberg, 2009a), aunque en ambos casos sus prestaciones sean menores (no valen para motores diésel ni para vehículos pesados, respectivamente).

Kerógeno

El kerógeno es petróleo que no ha llegado a tener las cadenas de hidrocarburos cortas propias del crudo, ya que no estuvo sometido a la suficiente presión y temperatura durante el tiempo adecuado. Sería un petróleo “a medio cocinar”. De este modo, tratándolo a altas presiones y temperaturas (600°C), y con un importante consumo de agua, el kerógeno se puede transformar en petróleo.

contenía solo el 1% del petróleo extraíble que se había anunciado. Este campo representaba el 64% del petróleo de roca poco porosa de EEUU (Hughes, 2015).

505 Ha supuesto un 4% de la extracción durante estos años (Prieto, 2015b).

506 El proceso Fischer-Tropsch implica una pérdida de energía del 45-55%, frente al 5-10% de pérdidas del proceso de refinado del petróleo crudo (Kerschner y col., 2009).

507 Las refinerías de CTL emiten un 20-70% más CO₂ que las de petróleo convencional. En el caso del GTL, los incrementos son del 5-15% (Koppelaar y col., 2009).

508 ¹ l de petróleo sintético a partir de carbón consume 10-12 l de agua (Zittel, 2013).

509 En 2017, solo había plantas comerciales de CTL en Sudáfrica y fueron construidas en la década de 1970, durante el Apartheid (Cobb, 2016). Esta técnica solo fue usada de forma extensiva durante la II Guerra Mundial por Alemania. Recientemente, se han construido plantas de GTL en Qatar y hay proyectada alguna en EEUU (Hughes, 2013). La producción de CTL mundial es ígna: menos de 0,3 Mb/d en 2011 (IEA, 2012).

También se puede quemar directamente, tal y como se ha usado en Europa y en Asia, pero su poder calorífico es 1/2 que el del lignito de peor calidad (el carbón de menor densidad energética) (Hughes, 2013).

Los recursos de kerógeno son muy grandes⁵¹⁰, pero solo una pequeña fracción es recuperable (Hughes, 2013). De hecho, solo existen algunas plantas experimentales en Estonia, China y Brasil, y no tienen proyección comercial, ni siquiera con la ayuda de los combustibles fósiles convencionales (Koppelaar y col., 2009; Hughes, 2013; Turiel, 2013c; Cobb, 2016).

Un proceso que pretende hacer en días (el final del “cocinado” del petróleo) lo que la naturaleza ha tardado millones de años, necesariamente tiene que tener una baja TRE: 1,5-7:1, probablemente más cerca de la cifra menor, aunque faltan estudios más exhaustivos (Heinberg, 2009b; Cleveland y O'Connor, 2011; Turiel, 2013c; Hall y col., 2014). Este alto consumo de energía implica importantes emisiones de CO₂⁵¹¹.

Metano en lecho de carbón y clatratos de metano

El metano en lecho de carbón se produce en la generación del carbón y queda adherido a su superficie por la presión. Su extracción es posible y las reservas son grandes. Pero, aunque en la década de 1990 hubo altas expectativas sobre la posibilidad de su explotación, hoy no se está realizando en ningún sitio por falta de rentabilidad.

Los clatratos de metano o hidratos de gas (pues también tienen cantidades menores de otros gases como el propano) se forman en el permafrost⁵¹², y en los sedimentos marinos cuando el agua y el gas natural se combinan a alta presión y bajas temperaturas. Están muy extendidos y su cantidad pudiera ser muy grande⁵¹³. Sin embargo, están muy dispersos⁵¹⁴, lo que hace energética y económicamente inviable su extracción, como muestra que, a pesar de los cientos de millones de dólares invertidos durante los últimos 30 años por Canadá, EEUU, India, Brasil, Alemania, Noruega, China, Rusia, Corea del Sur y Japón⁵¹⁵, está muy lejos de ser una realidad comercial (Collet, 2004; Wuerthner, 2012b; Hughes, 2013; Laherrère, 2013; García-Olivares, 2014; Friedemann, 2014) y, con una cantidad de energía disponible en descenso, es improbable que lleguen algún día a ser una fuente energética humana. Además, la TRE es probablemente baja 2-5:1⁵¹⁶ (Callarotti,

510 2,8-3,3 billones de barriles equivalentes de petróleo (la humanidad ha consumido del orden de 1 billón), más de 1/2 de ellos en EEUU (Turiel, 2013c), aunque están por todo el mundo.

511 Las emisiones de CO₂ totales son un 128-232% mayores que las del petróleo convencional (Koppelaar y col., 2009).

512 Suelo helado durante, al menos, 2 años.

513 5-25 veces más que las reservas probadas de gas (Marzo, 2014), aunque Laherrère discute estos datos y sostiene que tienen que ser mucho menores (Santiago, 2015).

514 Los hidratos oceánicos son heterogéneos y de extensión limitada: unos pocos milímetros verticalmente y unos pocos metros horizontalmente (García-Olivares, 2014).

515 Japón lleva 10 años intentándolo y, tras invertir 700 millones de dólares, el CH₄ conseguido es equivalente al que se compra por 0,05 millones de dólares (Nelder, 2013).

516 Friedemann (2014) pone en duda estos datos y sugiere que la TRE sea menor de 1:1.

2011). A todo esto, se añade que resulta poco verosímil que no se liberasen de forma descontrolada a la atmósfera disparando el calentamiento global, lo que ya ha ocurrido en otros momentos de la historia de la Tierra, como veremos más adelante.

Gasificación subterránea de carbón

Desde hace cerca de un siglo se está intentado desarrollar la gasificación subterránea de carbón. La técnica consiste en quemar el carbón existente a altas profundidades para producir una mezcla de gases que se extraen⁵¹⁷. Solo hay un proyecto en funcionamiento en el mundo, que es una mina que opera desde la década de 1960 en Uzbekistán. Hay unas 60 iniciativas de desarrollo en China, EEUU, Canadá, Reino Unido, Australia, Indonesia, Argentina y Chile, entre otros países. Los riesgos de esta técnica quedaron evidenciados en 2011, cuando las autoridades de Queensland (EEUU) cerraron las operaciones que se estaban llevando a cabo en su territorio después de que se filtraran benceno y tolueno en un pozo de agua cercano (Pearce, 2014a; Martín-Sosa, 2016b).

La gasificación subterránea permitiría acceder a las vetas profundas. Sin embargo, rebajaría considerablemente la TRE del carbón; está sujeta a las reservas de carbón; el potencial calorífico del gas resultante es bastante menor que el del gas natural; y tiene importantes problemas técnicos, empezado por la dificultad de controlar la reacción (Martín-Sosa, 2016b).

Coque

En el refinado del petróleo, se obtiene un residuo sólido denominado coque. Sus propiedades energéticas son similares al carbón, pero contiene más carbono (más emisiones de GEI al quemarlo, por lo tanto) e impurezas (azufre, metales). El porcentaje de coque obtenido tras el refinado de los petróleos pesados es apreciable⁵¹⁸ y su precio accesible⁵¹⁹, lo que está favoreciendo un incremento de su comercialización. En todo caso, al no ser una fuente energética, sino un subproducto del petróleo, no es una alternativa y está sujeto a las curvas de descenso de este.

Líquidos combustibles de gas natural (LCGN)

Los LCGN son hidrocarburos ligeros (etano, propano y butano, pero no metano, que es el componente básico del gas natural) que existen en forma líquida en el subsuelo (pero no a temperatura y presión ambientales). Se obtienen junto con el gas natural y son recuperados en plantas de separación.

517 La combustión convierte el carbono del carbón en CO₂ en un primer momento. Posteriormente, el calor generado hace que el CO₂ reaccione con vapor de agua (H₂O) para producir H₂, N₂, CO y CH₄. El CH₄ y el H₂ se pueden quemar para obtener energía y, además, los gases son materias primas para la industria química.

518 En el caso de las arenas bituminosas, un 15-30% del barril termina siendo coque (González, 2015).

519 Alrededor de un 25% menos que el carbón (González, 2015).

La densidad energética es aproximadamente un 60-75% de la que tiene el petróleo. Como dijimos, no son válidos para motores diésel y solo 1/3 de los LCGN pueden servir como combustible de motor. Además, deben ser comprimidos o enfriados para mantenerlos en forma líquida, con el consiguiente gasto energético.

Ni fisión ni fusión nuclear

Fisión nuclear

La fisión nuclear se basa en partir átomos grandes de uranio en otros menores mediante el bombardeo con partículas como los neutrones. En este proceso se libera mucha energía. Actualmente, es relativamente minoritaria⁵²⁰. Las tendencias mundiales van en dos sentidos distintos: postergar el cierre de las centrales más allá de los tiempos de vida para las que fueron diseñadas⁵²¹ y, en menor medida, ampliar el parque⁵²² (China, Rusia, India, EEUU, Finlandia⁵²³, Corea del Sur, Brasil, Argentina); o cerrar/reducir el parque nuclear (Alemania, Japón⁵²⁴, Suiza, Francia, Suecia). En 2017, parecía que tenía cierta ventaja la reducción frente a la ampliación del uso de la energía nuclear.

Para calcular el pico del uranio hay que salvar el obstáculo de que solo se conoce razonablemente bien la cantidad de reservas de uranio (en realidad óxido de uranio) de mayor ley⁵²⁵ (Energy Watch Group, 2010). En cualquier caso, la extracción mundial de uranio tuvo su máximo alrededor de 1980, aunque recientemente su minería se ha vuelto a reactivar⁵²⁶. Actualmente, la ley

520 En 2002, se produjo el máximo de reactores en operación (438) habiendo en 2016, 402. En 2015, generó el 10,7% de la electricidad (2% de la energía primaria total), cuando en 1996 produjo el 17,6%. 5 países (EEUU, Francia, Rusia, China y Corea del Sur) concentran el 70% de la producción eléctrica nuclear (EEUU y Francia solos el 50%) (Bohigas, 2016).

521 La edad media de los reactores está en aumento. En 2016, se situaba en unos 29 años. 215 reactores tenían más de 30 años. Y de estos, 59 (de los cuales, 37 estaban en EEUU) tenían más de 40 años (Bohigas, 2016).

522 En 2016, había 58 reactores nucleares en construcción (21 de ellos en China), 9 menos que en 2014. Además, hay que considerar que entre 1977 y 2016 la construcción de 1 de cada 8 reactores se abandonó por diversos motivos (Bohigas, 2016).

523 La central nuclear de Olkiluoto 3 es un exponente de los problemas de la industria nuclear para sus desarrollos futuros. Se trata de un modelo nuevo (EPR), que iba a ser construido en tiempo récord y a unos costes asumibles. La construcción empezó en 2005 y debería haberse terminado en 2009, con unos costes de 3.000 millones de euros. Sin embargo, la factura superaba en 2014 los 8.500 millones de euros y la conexión a la red de la central puede retrasarse hasta 2018-2020, lo que implicaría un tiempo de construcción de 13-15 años (Ecologistas en Acción, 2014c).

524 Aunque el último cambio en el Gobierno nipón dio parcialmente marcha atrás a esta tendencia.

525 La ley en minería describe la concentración de recursos valiosos disponibles en una mena.

526 Desde el pico hasta el presente, el desfase entre consumo y extracción se ha cubierto con el uranio acumulado antes de 1980, sobre todo en armamento nuclear y, más en concreto,

de las minas está descendiendo de forma acusada⁵²⁷ y, como consecuencia de ello, los problemas de suministro de uranio pueden producirse en la década de 2010 (Zittel y col., 2013; AIE, 2014b) o retrasarse hasta 2050 si no aumenta la potencia instalada (Capellán-Pérez y col., 2014). En concreto, es probable que alrededor de 2015 se produjese el cénit del uranio, al menos el de costes de explotación más asumibles⁵²⁸ (figura 8.14). Además, como la demanda mundial está por encima de la extracción y el pico del uranio se juntará al del petróleo (básico en la minería de uranio), la caída tras el cénit será brusca (Turiel, 2010d, 2012a; Dittmar, 2013). Por último, fuentes alternativas al óxido de uranio, como los fosfatos o el uranio marino, no son económica ni energéticamente viables de explotar (Turiel, 2010d).

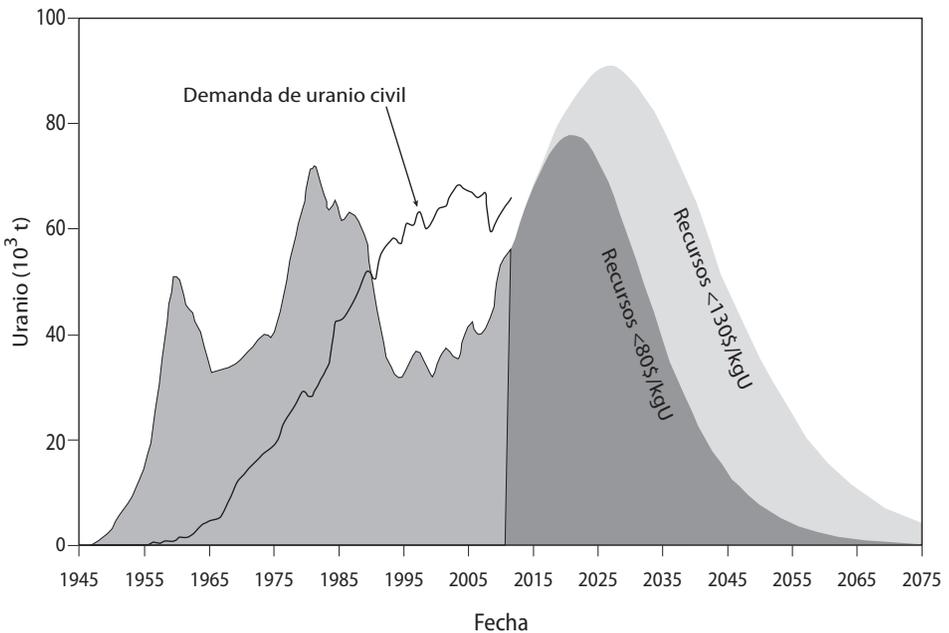


Figura 8.14 Extracción de uranio y perspectivas futuras (Zittel y col., 2013).

El segundo escollo es una TRE de 5-14:1 o menor (contando solo con 60 años

en misiles rusos, que se están desmantelando en virtud del Tratado Start II. Estas reservas están terminándose, lo que impulsa el incremento en las extracciones. En 2016, Kazajistán extraía el 39% del total, Canadá el 22% y Australia el 9%. Cuatro compañías acaparaban el 70% de la extracción (Bohigas, 2017).

527 El uranio aprovechable comercialmente tiene que tener una ley superior a 0,02-0,01% (Energy Watch Group, 2006, 2010). Solo Canadá tiene reservas con una ley de más del 1%, la mayoría de las minas están por debajo del 0,1% y 2/3 las tienen por debajo de 0,06% (Energy Watch Group, 2006; Storm, 2009; Zittel y col., 2013), aunque las 10 minas de mayor explotación tienen una ley superior a 0,1% (Bohigas, 2017).

528 Otras fuentes sitúan el cénit en 2033-2050 (Valero y Valero, 2014; Heinberg y Fridley, 2016).

de gestión de los residuos radiactivos) (Heinberg, 2009b; Lambert y col., 2012; Turiel, 2012a; Prieto, 2013b; Hall y col., 2014; Heinberg y Fridley, 2016). Este valor necesariamente descenderá a medida que aumente el volumen de residuos radiactivos. En este sentido, en lugar de donar a las futuras generaciones una infraestructura que les permita tener TRE altas, les quedará una fuente de gasto energético insoslayable y en aumento.

La energía nuclear dista de ser una energía autónoma de los combustibles fósiles, especialmente del petróleo: todos los procesos que constituyen el sistema nuclear, salvo los que acontecen en el reactor, requieren de ellos. Nos referimos fundamentalmente a la extracción, el procesamiento y el transporte del uranio⁵²⁹, a la construcción de la central nuclear y su desmantelamiento, y a la gestión de los residuos radiactivos.

Obviando los límites del uranio, la TRE y la dependencia que la energía nuclear tiene del petróleo, ¿es posible aumentar la potencia nuclear instalada? i) Para mantener la capacidad nuclear de 2013, antes de 2035 se debería haber instalado una potencia equivalente al 66% de la existente en 2013⁵³⁰. Sin embargo, ese año solo estaba en construcción un 40% de esa potencia (Zittel y col., 2013). ii) Si se quisiera incrementar la potencia instalada, el esfuerzo constructor requeriría un cuerpo técnico suficiente, que no existe en la actualidad (Rijk, 2010). iii) Los costes de la energía atómica son muy altos. Todos los reactores en funcionamiento fueron construidos por entes estatales o en mercados estrechamente regulados después de recibir ingentes subvenciones y gozaron, en todo momento, de la externalización de sus costes medioambientales y de seguridad (Coderch, 2006). Esto se debe a que “los costes de construcción son muy altos⁵³¹, el periodo de obra dilatado⁵³², la amortización y el retorno se demoran⁵³³ y los costes financieros se disparan” (Garí y col., 2011). Estos gastos han aumentado de forma considerable después del accidente de Fukushima (2011), que ha obligado a implantar nuevas medidas de seguridad⁵³⁴.

529 El coste del diésel usado en la extracción supone el 10% del precio del uranio (Turiel, 2014a).

530 Estos cálculos consideran 5-10 años empleados en la construcción de los reactores, 40 años de vida útil y 25 de desmantelamiento. Actualmente, solo el 10% de la potencia nuclear instalada tiene menos de 20 años, lo que hace que la mayoría del parque nuclear debiera estar desactivado en las próximas dos décadas (Ecologistas en Acción, 2013d; Zittel y col., 2013).

531 En 2013, el Gobierno británico inició la construcción de la central nuclear en Hinkley Point C, con un coste inicial estimado de 19.000 millones de euros. El coste de construcción de una central de ciclo combinado con la misma potencia rondaría los 3.000 millones de euros (Calvo y col., 2013).

532 El promedio de los últimos 46 reactores puestos en marcha ha sido de 10,4 años, con un rango entre 4 y 43,6 años (Bohigas, 2016).

533 En 2011, los costes de producción eran de 0,05-0,09 /kWh para la eólica y la biomasa; 0,09-0,14 para la solar de concentración; 0,07-0,10 para el gas; 0,07-0,13 para el carbón; y 0,10-0,12 para la nuclear, pese a que la mayoría de las centrales estaban amortizadas (Garí y col., 2011).

534 Del mismo modo, tras Chernóbil subieron los gastos y bajaron las subvenciones, al tiempo

Una de las ventajas que teóricamente tiene la energía nuclear es la constancia de suministro eléctrico, pero es una ventaja que debe ser matizada. Por un lado, las centrales tienen paradas periódicas, algunas previstas y otras no. Además, tener un aporte continuado a la red eléctrica resta flexibilidad para la introducción de electricidad proveniente de otras fuentes, como las renovables, lo que dificulta el imprescindible cambio de modelo energético⁵³⁵. A esto se añade que la nuclear solo sirve para producir electricidad, que cubre un porcentaje pequeño de las necesidades energéticas del actual modelo.

A todos estos problemas hay que sumarles los impactos socioambientales de la energía nuclear de fisión: i) emisiones de GEI⁵³⁶; ii) alto consumo de agua en la refrigeración⁵³⁷; iii) minería muy impactante⁵³⁸; iv) accidentes periódicos inevitables⁵³⁹; v) incapacidad de separar la industria civil de la militar⁵⁴⁰; vi) imposibilidad de democratizar la gestión, que necesariamente tiene que estar concentrada en pocas manos; y vii), por supuesto, los residuos radiactivos⁵⁴¹, que están muy lejos

que crecía la presión social, lo que produjo que, desde entonces, el número de centrales se haya mantenido aproximadamente constante.

- 535 La potencia de las centrales solo se puede ajustar en plazos de horas, por lo que no sirve para incorporar las intermitencias que se producen en el plazo de minutos, o incluso segundos, de la energía eólica o la solar.
- 536 Si se considera el ciclo de vida de la producción nuclear (desde la preparación del uranio, hasta el desmantelamiento de las centrales y la gestión de los desechos) el sector emite 65-66 gCO₂/kWh al generar electricidad (Sovacool, 2008; Beerten y col., 2009) frente a los 1.000 del carbón, 778 del diésel, 440 del gas natural, 32 de la fotovoltaica y 9 de la eólica (Sovacool, 2008). Además, los parques eólicos, las centrales térmicas de ciclo combinado con cogeneración, la cogeneración a escala de un edificio e industrial y los sistemas de mejora de la eficiencia energética son más eficientes en bajar las emisiones de CO₂ por euro invertido que la nuclear (Bravo y Martínez, 2008).
- 537 Francia gasta en enfriar sus reactores nucleares el 40% de toda el agua que consume (Taibo, 2008).
- 538 Para conseguir 1 kg de uranio hace falta mover más de 190.000 kg de tierra (Ecologistas en Acción, 2013e) y consumir más de 160.000 l de agua (Bohigas, 2017). Además, los estériles contienen sustancias radiactivas.
- 539 En 2017, 6 años después del accidente, Fukushima seguía todavía sin control, con filtraciones de agua contaminada al océano (ya se ha emitido un 40% de la radiación que se liberó en Chernóbil), 100.000 personas desplazadas, niveles de radiación 20 veces superiores a lo permitido en las zonas “descontaminadas” y con un peligroso y no abordado tratamiento de las barras de combustible (Ecologistas en Acción, 2014b; Hunziker, 2015; Castejón, 2016). La gestión por parte de uno de los países más enriquecidos del planeta está siendo desastrosa: falta de supervisión en el trabajo, escasez de personal y contratación de indigentes para las labores más arriesgadas. Eso sin entrar en la situación de Chernóbil que, en 2017, 31 años después del accidente, seguía siendo un peligro con una construcción contrarreloj, con más de una década de retraso, de un nuevo sarcófago en una situación de guerra civil en Ucrania.
- 540 La separación entre la industria nuclear civil y militar en realidad es una ficción, ya que ambas usan muchas tecnologías comunes o el plutonio generado en las centrales nucleares que es la base de las bombas atómicas.
- 541 Para que el plutonio producido en las centrales nucleares deje de ser dañino deben pasar 16.666 generaciones humanas (Puig i Boix, 2007). A la vista de que, al menos desde 2003, ningún organismo está vigilando el estado de las cerca de 140.000 t de residuos radiactivos

de ser un problema resuelto⁵⁴².

Una respuesta parcial de la industria nuclear a estos problemas es la cuarta generación de reactores. En teoría, podrían fisionar 100 veces más átomos de uranio que los actuales, usar otros elementos, como el torio⁵⁴³, y transmutar los residuos radiactivos más peligrosos usándolos como fuente de energía. Sin embargo, tras más de 60 años de investigación en 7 países, 6 reactores experimentales⁵⁴⁴ e inversiones de, al menos, 100.000 millones de dólares, todavía no hay avances en ese sentido. En todo caso, aunque se resolvieran los problemas técnicos, el primer reactor no podría estar en funcionamiento antes de 30 años (Storm, 2009; Turiel, 2010d, 2012a; Heinberg, 2015). Demasiado tarde.

Otra respuesta en experimentación, en este caso al problema de los residuos, son los transmutadores como el Rubbiatron (que nunca se ha llegado a construir). Con ellos, se pretendía generar residuos con una menor radiactividad. Haría falta construir transmutadores con una potencia equivalente al 20% de la instalada para tratar todos los residuos radiactivos, lo que implicaría un encarecimiento de la energía nuclear del 100% (Irurzun y Castejón, 2013). Por último, la posibilidad de usar MOX (óxidos mixtos de uranio y plutonio), reaprovechando parte del combustible gastado, está limitada a la adaptación de las centrales (Turiel, 2012a). Además, no resuelve el problema de fondo de la escasez de recursos, como ninguna de las otras “soluciones”.

Fusión

La fusión nuclear consiste en producir átomos de helio a partir de los de hidrógeno. Es la reacción que se produce en el Sol y la de la bomba H. La radiación emitida por los residuos producidos en la fusión es mucho menor que los de la fisión, son menos y tienen un tiempo de semidesintegración corto (12 años). La energía que se genera es mucho mayor⁵⁴⁵. Estas serían las ventajas, pero el principal problema es que iniciar esta reacción requiere mucha energía (200 millones de grados centígrados), tanta energía como la de una bomba atómica de fisión (que es la que dispara las bombas H). Esto obliga a potentes sistemas de refrigeración,

vertidos en bidones por Reino Unido, Bélgica, Holanda, Francia, Suiza, Suecia, Alemania e Italia entre 1949 y 1982 en la Fosa Atlántica (Reinero, 2013), ¿cabe esperar que las sucesivas generaciones, en un entorno de menor complejidad y disponibilidad energética, realicen estas tareas?

542 Ni siquiera en su conservación: en caso de haberse construido el almacén de Yucca Mountain en EEUU, que ha sido descartado, no habría tenido capacidad para guardar los residuos nucleares ya existentes en el país (Zehner, 2012). Solo existen planes para enterramientos a largo plazo en Finlandia (Onkalo) (Irurzun y Castejón, 2013). Además, el tiempo de decaimiento de la radiactividad de los residuos es tan largo que excede las capacidades predictivas de los/as geólogos/as, haciendo imposible escoger con certeza cualquier emplazamiento.

543 Sus ventajas son que es menos aplicable en la industria militar (aunque también lo es), es más abundante y sus residuos nucleares tienen una menor vida media (Zehner, 2012).

544 Entre ellos están el BN-600 ruso (cerrado en 2010), Clinch River Breeder estadounidense (se abandonó la construcción en 1982), Monju japonés (cerrado en 1995 por un accidente) o el Superphénix francés (cerrado en 1998).

545 La combustión genera $3,3 \times 10^7$ J/kg la fisión $2,1 \times 10^{12}$ y la fusión $3,4 \times 10^{14}$ (Castejón, 2012).

pero sobre todo supone un desafío irresuelto sobre los materiales que podrían servir para construir la vasija que soporte esa temperatura y el potente haz de neutrones que se generaría. Se lleva intentando desde hace décadas disparar la reacción de fusión de forma controlada mediante distintas técnicas⁵⁴⁶, pero los resultados han sido muy pocos.

Incluso en el caso de que en algún momento se llegase a tener éxito, todavía faltaría mucho tiempo para su desarrollo comercial⁵⁴⁷. Tanto, que ya no estarán disponibles los recursos energéticos ni materiales⁵⁴⁸ para poder desarrollar las plantas necesarias. Y eso por no hablar de su improbable viabilidad económica⁵⁴⁹.

Como resumía Estevan (1993): “La idea de crear en un recipiente hipersofisticado temperaturas de cientos de millones de grados, con toda la complejidad tecnológica que ello supone, para obtener a partir de él energía con la que calentar una cafetera a cien grados (...) o mover un tren, constituye en sí misma la mayor aberración termodinámica imaginable (...). Este es el problema de fondo que pesará siempre sobre la energía de fusión”.

No hay plan B ni mágico elixir

En conclusión, la mayoría de fuentes alternativas se sitúan dentro del “precipicio energético” (TRE menores de 10:1) o muy cerca, la capacidad energética de las renovables es muy insuficiente para el consumo actual, y el cénit de las mejores fuentes de energía (los combustibles fósiles) o ya ha pasado o está cerca (tabla 8.1). Todo esto, sin volver sobre las otras limitaciones que ya hemos analizado (intermitencia, límite de recursos, impactos ambientales, densidad energética, transportabilidad, almacenabilidad, versatilidad, coste). No hay ninguna fuente energética que cumpla todas las características de los combustibles fósiles en solitario. Tampoco hay ninguna combinación de energías que lo vaya a conseguir. La era fósil se está terminando, produciéndose una quiebra energética alrededor de 2030. En el futuro, habrá menos energía disponible y provendrá de fuentes más diversas y renovables.

546 Fusión en frío, sonoluminiscencia, confinamiento interno o la aceleración de partículas en sistemas como el ITER. También se han hecho intentos con deuterio y tritio (los isótopos más pesados del hidrógeno, que son muy escasos en la Tierra).

547 ITER sería solo el primero de tres reactores (después estarían PROTO y DEMO), lo que retrasa la fusión comercial en el más rápido de los escenarios hasta 2040 (Capellán-Pérez y col., 2014).

548 Para la fusión nuclear se necesita casi toda la tabla periódica de elementos (Zittel y Exner, 2013).

549 Las estimaciones del coste del ITER son de 1.400-1.700 millones de dólares y subirán más antes de la proyectada finalización del proyecto en 2020 (Greer, 2014a).

	Fecha cénit	Tasa geológica de declive anual (%) ⁵⁵⁰	TRE	Energía primaria (% en 2015)	Potencial teórico máximo (% de 2015 y TW)
Líquidos combustibles	2015-2024			31,3	
Petróleo convencional	2005	6-9	18-20:1 y bajando		
Petróleo ártico			5-10:1		
Petróleo aguas profundas			5-10:1		
Petróleos pesados y bitumen			3:1		
Petróleo de roca poco porosa	2022	>pet. convenc.	<5:1		
GTL			5:1		
CTL			<5:1		
Kerógeno			1,5-7:1		
Agrocarburos (biodiésel)			1-9:1	0,005	incluido en biomasa
Agrocarburos (bioetanol)			2-5:1		
Gas combustible	2020-2039			21,2	
Gas convencional		4	10-20:1 y bajando		
Gas de roca poco porosa		>gas convenc.	2-5:1		
Clatratos de metano			2-5:1		
Carbón	2025-2040			28,6	
Carbón convencional		¿1?	46:1 y bajando		
Gasificación subterránea de carbón			<<46:1		
Uranio	2015	6	5-14:1 ligada al pet.	4,8	
Renovables				14,1	26-66 (4,5-12 TW)
Hidroeléctrica	No hay	0,2-12 ⁵⁵¹	20-84:1 ligada al pet.	2,4	0,5-1,8 TW
Eólica	No hay	No hay	10-20:1 ligada al pet.		0,5-2 (+0,5) TW
Fotovoltaica	No hay	No hay	0,8-3:1 ligada al pet.		
Termoeléctrica	No hay	No hay	4-20:1 ligada al pet.	1,4	2-4 TW
Geotérmica	No hay	No hay	9:1 ligada al pet.		0,06-0,2 TW
Marinas	No hay	No hay	1:1 ligada al pet.		0,06-0,7 TW
Biomasa y residuos			10-80:1	10,3	0,9-3,3 TW

Tabla 8.1 Características de las fuentes energéticas. La potencia mundial considerada ha sido de 18 TW. Los porcentajes de la energía primaria están extraídos de IEA (2016).

550 Solo por causas geológicas, más adelante analizaremos cómo probablemente será mayor.

551 Por aterramiento.

8.3 Los picos de los recursos de la mano de los energéticos

Del mismo modo que acabamos de analizar los picos de extracción de distintas fuentes de energía, se puede intentar prever el de otros materiales básicos para el funcionamiento social. Además, también vamos a analizar otros recursos imprescindibles, como el agua y la tierra.

Materiales

Numerosos elementos han atravesado ya su cénit de extracción o están cerca (tabla 8.2). Una de las muestras más claras del agotamiento de muchos minerales es el descenso de la ley de las minas⁵⁵². Esto se observa en muchos elementos (oro⁵⁵³, níquel, uranio, plomo, zinc, plata, bauxita, cobre⁵⁵⁴) y en todo el mundo (Wouters y Bol, 2009; Gardner, 2013). Además, las minas que van quedando son en las que los elementos buscados están en estructuras químicas más difíciles de romper. Como señalan Valero y Valero (Valero y col., 2010; Valero y Valero, 2010b, 2014), ambos factores se engloban en un aumento del coste exergético de los minerales⁵⁵⁵. En estas condiciones, el sostenimiento de la extracción ha sido posible gracias a los avances tecnológicos, que incluso permitieron una bajada de los precios de las materias primas a nivel internacional en el siglo XX (1,2%/año desde 1900). Sin embargo, desde 2002 se revirtió la tendencia a la baja en el precio (Turiel, 2011b).

A esto se añade que muchos minerales, los menos abundantes, se suelen extraer del tratamiento de la ganga de explotar otro mineral. Por tanto, si no hay una concentración relevante del otro mineral, la mina deja de usarse⁵⁵⁶. Por supuesto, también debe haber una concentración mínima del mineral escaso en la ganga. Por último, en la extracción se emplean medios cada vez más agresivos con el entorno⁵⁵⁷.

552 Los minerales concentrados tan solo representan el 0,01-0,001% de la corteza terrestre (Valero, 2015). Lo normal es que las minas tengan actividad durante 10-40 años (Zittel y Exner, 2013). Actualmente, se necesita remover el triple de rocas para conseguir la misma cantidad de mineral que hace un siglo (Graedel y col., 2011).

553 En 2013, las cinco mayores compañías estaban extrayendo 1,2 g de oro por tonelada procesada, un 29% menos que 8 años atrás (SRSrocco, 2014).

554 En 1925, se explotaban minas de cobre con una ley del 25%, aunque lo normal era del 1,8%. En 1985, la ley media estaba en 0,8% y en la década de 2010 era del 0,6% (Wouters y Bol, 2009; Auzanneau, 2012; Gardner, 2013).

555 La exergía es la energía transformable en trabajo de una fuente energética. El coste exergético de un recurso natural se define como la exergía requerida para que una sustancia esté en las condiciones requeridas para su uso humano a partir de su estructura química y concentración en el entorno. Permite medir la cantidad y la calidad de un recurso.

556 Aunque esto está dejando de ser así conforme aumenta su valor en el mercado.

557 Entre otras cosas, porque en 2003 alrededor de 1/4 del total de las minas existentes se encontraba en reservas naturales o a menos de 10 km de ellas (Zittel y Exner, 2013).

Elemento	Fecha prevista del cénit	Algunos usos
Mercurio	1962 (b, c)	Baterías, medicina
Arsénico	1971 (d) – 2015 (c)	Preservantes de la madera, diodos láser, LED, aleaciones, insecticidas, pigmentos
Estaño	1979 (d) – 2010 (c)	Latas, industria del vidrio, pigmentos, fungicidas, soldadura, esmaltes, baterías
Teluro	1984 (b)	Placas solares, electrónica, aleaciones
Plomo	1986/9 (b, d) – 2015 (c)	Pigmentos, recubrimiento de cableado, aditivos de plásticos, insecticidas, esmaltes, imanes
Cadmio	1989 (b) – 1996 (d) - 2010 (c)	Baterías, aleaciones, televisores, catalizadores
Fósforo	1989 (a, b) – 2031/4 (d)	Fertilizantes
Talio	1995 (b)	Medicina, óptica, electrónica
Selenio	1994 (b)	Medicina, electrónica, aleaciones, células solares
Zirconio	1994 (b, g) – 2003 (d) – 2020 (c)	Materiales resistentes a altas temperaturas y a la corrosión, acero, medicina, superconductores
Oro	1994 (d) - 2000 (b, c)	Reserva monetaria, componentes electrónicos
Plata	1995 (d) - 2015 (c)	Reserva monetaria, aplicaciones industriales (sobre todo electrónicas)
Antimonio	1998 (d)	Conductores, microprocesadores, baterías, retardantes de llama
Zinc	1999 (d) - 2015 (c)	Anticorrosivo, baterías, pigmentos, aleaciones
Galio	2002 (b) - 2040 (c)	Electrónica, diodos, láser, microondas, paneles solares, LED, medicina
Wolframio	2007 (d)	Resistencias, electrónica, materiales resistentes
Manganeso	2007 (d) - 2020 (c)	Aceros inoxidable, pigmentos
Cobre	2012 (d) - 2020 (c)	Conducciones eléctricas, producción de electricidad, construcción
Litio	2015 (d) – 2040 (c)	Baterías, medicina
Bismuto	2015 (d) - 2020 (c)	Medicina, aleaciones
Cromo	2015 (c, d)	Metalurgia, catalizadores, curtido de cuero, protección de la madera
Níquel	2017 (d) - 2025 (c)	Acero inoxidable, aleaciones, catálisis
Molibdeno	2018 (d) - 2022 (c)	Aceros resistentes, catalizadores en la industria petrolera, pigmentos, lubricantes, electrónica
Niobio	2022 (c)	Acero, superconductores, lentes
Germanio	2025 (c)	Fibra óptica, electrónica, óptica, catalizadores
Magnesio	2025 (c)	Medicina, componentes de aleaciones
Titanio	2028 – 2014 (d)	Medicina, construcción
Hierro	2030 (c) - 2040 (d)	El metal más usado en masa
Cobalto	2030 (c) - 2042 (d)	Aleaciones, imanes, industria petrolera, electrónica, pigmento, baterías
Tántalo	2034 (d)	Telefonía móvil, ordenadores, televisiones
Vanadio	2042 (c) - 2067 (d)	Aleaciones (acero especialmente), catalizadores, baterías, electrónica
Aluminio	2050 (d)	El segundo metal más usado en masa
Potasio	2072 (d)	Fertilizantes, células fotoeléctricas, pirotecnia

Tabla 8.2 Picos de extracción y usos de distintos elementos. Fuentes: Wikipedia, 2013; a) Déry y Anderson, 2007; b) Wouters y Bol, 2009; c) Zittel, 2012; d) Valero y Valero, 2014. Los cálculos son considerando reservas, no recursos⁵⁵⁸.

De este modo, en las próximas décadas surgirán problemas para acceder a importantes cantidades de muchos metales (tabla 8.2). Esto va a tener impactos muy importantes en la economía. Resaltamos algunos:

- i). Oro. Su uso estratégico principal es como reserva de valor⁵⁵⁹. Su probable aumento de precio en el mercado conforme se vaya volviendo más escaso hará disminuir la liquidez que cualquier moneda requiere, dificultando el uso. Las reservas de oro son de unas 100 veces la capacidad de extracción mundial anual (de Souza, 2013), lo que puede sostener, al menos durante un tiempo, el papel como reserva monetaria, aunque la cantidad total de oro presente en el mundo está muy por debajo de la supuesta cantidad de riqueza⁵⁶⁰. Ya se ha pasado su cénit.
- ii). Cobre. El cobre tiene la segunda mayor conductividad eléctrica (la primera la ostenta la plata por poco y detrás va el oro) y es estable y maleable. Además, en peso es el tercer mineral más usado después del hierro y el aluminio (de Souza, 2013). Así, su sustitución es complicada. En la medida que el coste del cobre suba⁵⁶¹, ¿cómo se va a extender la red eléctrica inteligente y basada en energías renovables⁵⁶², ¿cómo va a ser posible mantener la red eléctrica, máxime cuando los robos de cables serán cada vez más rentables? A su favor juega que puede ser parcialmente reciclado (usando energía). Su pico se producirá, a más tardar, en la década de 2020.
- iii). Metales escasos⁵⁶³ como el tántalo, indio, galio, germanio, paladio, cobalto, litio, platino, lantano, terbio, telurio, disprosio o neodimio⁵⁶⁴. Sus usos son múltiples⁵⁶⁵. En el plano energético, son claves en equipos eléctricos y electrónicos (tántalo, indio, galio, germanio, paladio), la solar fotovoltaica (telurio, galio, germanio, indio⁵⁶⁶), la eólica (neodimio, disprosio⁵⁶⁷), baterías (cobalto,

558 En caso de considerar recursos, los picos se desplazarían notablemente en el tiempo (Cordell, 2008; Cordell y col., 2009; Mohr y Evans, 2013; Calvo y col., 2017).

559 En 2011, el 50% del oro se utilizaba en joyería, el 19% en activos de inversión (como lingotes o monedas), el 18% era acaparado por los Bancos Centrales y el resto en la industria (Bardi, 2017a).

560 El valor del oro y la plata mundial en 2015 representaba el 0,8% del valor de los activos mundiales (SRSrocco, 2017b).

561 El coste medio de extraer 1 libra de cobre subió de 1,37 \$ en 2009 a 2,11 \$ en 2012 (CEPAL, 2014).

562 Para satisfacer el consumo mundial de electricidad mediante energía solar de paneles fotovoltaicos en el año 2030 haría falta un consumo de cobre de 100-200 millones de toneladas. Actualmente, se extraen 15 millones de toneladas al año (Hoffmann, 2011).

563 La cantidad en masa de estos metales en la corteza terrestre es de varias partes por diez mil y están bastante dispersos (Turiet, 2015d).

564 Entre ellos, Buchert y col. (2009) destacan como especialmente críticos a corto plazo el telurio, el indio y el galio.

565 Pantallas planas, imanes, componentes de satélites, armas, refinado de petróleo, motores de propulsión, filtros de microondas, aleaciones, medicina, superconductores.

566 Por ejemplo, para producir 1 GW fotovoltaico con la última tecnología CIGS hacen falta 25-50 Mt de indio. Pero en 2013 la extracción mundial de indio fue de 770 t (Valero, 2015).

567 La extracción de neodimio y de disprosio debería aumentar un 700 y un 2.600% respectivamente en los próximos 25 años para mantener el desarrollo de las renovables (Alonso y col., 2012).

litio⁵⁶⁸) o la catálisis (platino⁵⁶⁹, paladio). Su reciclaje es complicado, pues en algunas aplicaciones el metal resulta difícil de recuperar económica y energéticamente y en otras es consumido. En muchos casos, casi toda la extracción está concentrada en China⁵⁷⁰. Los picos, cuando no han pasado ya, serán antes de 2040.

- iv). Fósforo. Entre los fertilizantes usados industrialmente, el fósforo es el que antes va a escasear. La fuente mineral empieza a ser cada vez más inaccesible y las fuentes biológicas (excrementos) no dan para sostener el ritmo de utilización actual (figura 8.15). En cambio, el potasio de momento no escasea y el nitrógeno puede ser aportado a partir de amoníaco sintético usando energías renovables, aunque con un alto coste energético y económico. Así, el fósforo impone un límite físico insoslayable al sostén de la agricultura industrial, de la cual depende gran parte de la alimentación mundial⁵⁷¹. Si no ha quedado atrás ya su cénit, será no más tarde de la década de 2030.

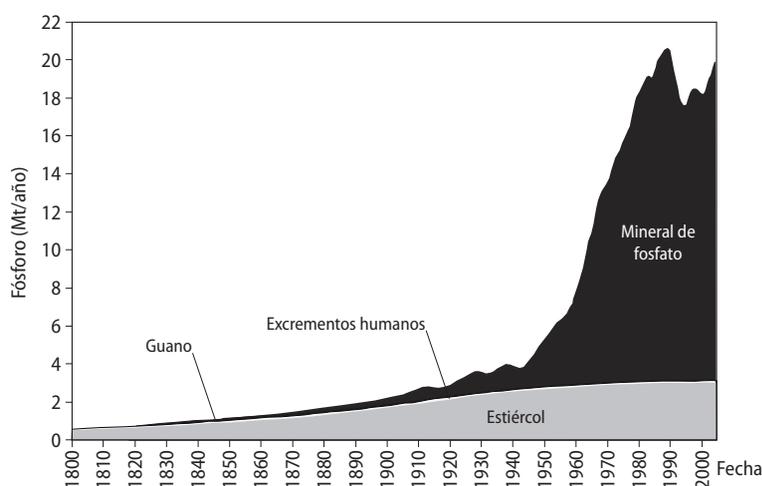


Figura 8.15 Fuentes de fósforo usadas en la agricultura (Cordell y col., 2009).

568 Si se usase todo el litio en automoción eléctrica y se reciclase al 100% (actualmente se recicla menos del 1%), las reservas conocidas permitirían un parque automovilístico de unos 130-400 millones de vehículos (Mediavilla, 2012; Segura, 2012), frente a los 1.200 de 2016. Si se produjesen 100 millones de vehículos eléctricos al año con baterías de litio, las reservas se agotarían (incluyendo el reciclaje) en unos pocos años (Vikström y col., 2016). En todo caso, Beamsport (2017b) plantea escenarios de mayor capacidad. Además, al ritmo de extracción presente, harían falta siglos para reemplazar todo el parque móvil (Turiel, 2012a).

569 Si se pretendiese poner en marcha un parque automovilístico de 900 millones de vehículos eléctricos, el consumo resultante de platino sería de unas 27.000 t, con un consumo anual para renovar la flota de 2.600 t. Sin embargo, los recursos de platino conocidos son de 29.000 t. Incluso bajo el supuesto de que las tasas de reciclado fueran del 50%, los recursos mundiales de platino se agotarían en 2 años (Hoffmann, 2011).

570 En 2014, la extracción en toneladas métricas se repartía así: China, 95.000; EEUU, 7.000; India, 3.000; y Rusia y Australia 2.500. China copaba casi el 90% del mercado mundial (Turiel, 2015d).

571 Apartado 6.8.

El pico de distintos minerales se producirá en un contexto de restricción energética, lo que empeorará la situación: la minería y el procesado de estos minerales (especialmente hierro, aluminio y potasa⁵⁷²) consume el 6-10% de la energía global⁵⁷³ (tabla 8.3). Los dos factores más importantes en el consumo energético de la minería son el estado químico en el que se encuentra la sustancia y la ley de la mina. Las mejoras tecnológicas han disminuido los consumos energéticos en el primero de ellos, pero no han podido frenar el crecimiento exponencial de dicho consumo por la disminución de la ley⁵⁷⁴ (Valero y col., 2011; Valero y Valero, 2014). De este modo, el precio del petróleo condiciona el coste del resto de materias primas. El proceso inverso también se producirá: la falta de acceso a minerales redundará en mayores problemas energéticos, como ya hemos reflejado. Así, una mayor electrificación de la economía tendrá un serio límite físico.

	Energía para el procesado (MJ/kg)	Extracción mundial (Mt/año)	Energía total requerida (EJ/año)
Acero	22	1.100	24
Aluminio	211	33	6,9
Cobre	48	15	0,72
Zinc	42	10	0,42
Níquel	160	1,4	0,22
Plomo	26	3	0,08

Tabla 8.3 Energía requerida para la extracción y procesado de varios metales (Bardi, 2014b).

Ante esta situación, se plantean tres alternativas: i) la explotación de los recursos bajo el lecho marino o disueltos en el agua; ii) el reciclaje; y iii) la sustitución de los elementos más escasos por otros más abundantes.

Bajo el fondo marino parecen existir importantes depósitos con leyes similares a las terrestres (Bertram y col., 2011). Otra cosa es la viabilidad económica y energética de su obtención, cuyos costes se disparan, pues estamos hablando de la explotación de sólidos (más difíciles de extraer que los líquidos y los gases) con robots (el ser humano solo puede bajar a duras penas 200 m) a centenares de metros de distancia y en un ambiente corrosivo. A pesar de que las principales potencias tienen proyectos para su desarrollo, no existen minas importantes en el mar⁵⁷⁵. La extracción

572 Suman el 90% de la degradación exergética producida en el siglo XX.

573 Alrededor de un 35% de ella es el diésel para mover maquinaria pesada (Bardi, 2013a, 2013c). Valero y Valero (2010a, 2010b, 2014) cuantifican el coste energético de reponer todos los recursos minerales a la situación original en 1/3 de las reservas de petróleo que quedan.

574 Por ejemplo, ya se están disparando los requerimientos energéticos para acceder al cobre desde que la ley bajó del 1% (Gardner, 2013). Lo mismo ocurre con el oro (SRSrocco, 2016b): entre 2005 y 2012, el consumo de diésel para extraer y purificar oro se dobló (SRSrocco, 2013).

575 Las explotaciones que existen son de minerales muy valiosos, como los diamantes en la costa namibia; o la extensión de minas terrestres, como algunas de carbón japonesas (Bardi, 2014b).

de recursos disueltos en el agua marina (cuyo ejemplo paradigmático es la sal) se ha planteado para el litio y el uranio, pero es inviable por la energía que requiere⁵⁷⁶.

Ya hemos apuntado las potencialidades del reciclaje para algunos elementos. Pero esto tiene fuertes límites. Un primer problema es que casi no se está llevando a cabo⁵⁷⁷ porque no existe una política pública apropiada, porque los aparatos no están diseñados para la recuperación de sus componentes, pero sobre todo, porque el sistema necesita acumular materiales de forma constante (figura 6.29)⁵⁷⁸. El segundo problema es que reciclar los aditivos que se añaden a distintos compuestos (pinturas, plásticos) es imposible para el ser humano. A esto hay que añadir el mayor problema de base señalado por Georgescu-Roegen (1977): al igual que la energía, la materia se va degradando progresivamente⁵⁷⁹. Para reciclarla, no solo hace falta energía, sino también nueva materia. Es cierto que el sistema-Tierra recibe grandes cantidades de energía del Sol que podrían sostener altas tasas de reciclaje de los materiales, pero eso requeriría un funcionamiento mediante compuestos totalmente biodegradables, basado en fuentes energéticas no concentradas, plenamente integrado en los ecosistemas y de ritmos mucho más lentos. Es decir, otro sistema socioeconómico (González Reyes, 2017d). En la misma línea, el Segundo Principio de la Termodinámica⁵⁸⁰ implica que la recuperación de un elemento de una mezcla genera residuos más “desordenados” que el punto de partida, por lo que desde una perspectiva global el problema puede estar aumentado.

Por último, la sustitución no es una opción sino, cada vez más, una necesidad. Pero una necesidad que implica la reducción en las prestaciones⁵⁸¹, la menor disponibilidad (hay sustitutos, pero en menores cantidades y de más difícil acceso por la crisis energética) y, en muchos casos, la imposibilidad de mantener la tecnología actual⁵⁸². Sobre esto volveremos.

Agua y suelo

Hay dos tipos de acuíferos⁵⁸³: los de agua fósil, cuya utilización no es renovable pues

576 El litio y el uranio son los más favorables. En el primero de ellos, suponiendo una eficiencia del 100%, haría falta el 10% de la energía eléctrica mundial para una extracción similar a la actual en tierra. El uranio requeriría una energía invertida similar a la que se obtendría después en las centrales nucleares (Bardi, 2014b).

577 Solo se recicla más del 50% del neodimio, plomo y rutenio. En muchos compuestos, la tasa está por debajo del 25%. Entre los que se recicla menos del 1% está el litio (Graedel y col., 2011). Habría que tener grados de reciclaje superiores al 90% para sostener el modelo actual (Bardi, 2017b).

578 Apartado 6.13.

579 Incluso el aluminio o el vidrio, que se reciclan muy bien, pierden propiedades en cada proceso.

580 Reza que los sistemas pasan siempre de un estado de menor entropía a otro de mayor. Es decir, que en términos globales la materia y energía finales están más disipadas y, por ello, tienen menos capacidad de producir trabajo. En otras palabras: la energía usada no se puede volver a utilizar (o se puede usar menos).

581 No existe sustituto óptimo de ninguno de los 62 metales o metaloides más usados en los aparatos de alta tecnología. Y para 12 de ellos no hay sustituto adecuado. Entre los que no tienen ningún sustituto adecuado están el cobre, el cromo, el manganeso y el plomo (Dennehy, 2013).

582 Por ejemplo, un ordenador usa 64 elementos químicos distintos, dejando solo 29 de la tabla periódica sin utilizar.

583 Suministran el 35% del agua utilizada por los seres humanos (Richey y col., 2015).

no reciben nuevos suplementos, y aquellos que se pueden recargar con las precipitaciones, que son la mayoría. Por un lado, la reposición de estos últimos se ha ido ralentizando por varios factores antropogénicos: compactación e impermeabilización del suelo, modificación de los cursos de agua, cambio climático, etc. Por otro, se está extrayendo agua por encima del ritmo de reposición, especialmente en los países con mayor volumen de regadío (China, India, Pakistán, EEUU). Así, los acuíferos se están agotando⁵⁸⁴ (figura 8.16). En contraposición, hay acuíferos en buena situación, pero esto no quiere decir que este agua se pueda transportar a otros lugares, ya que ese proceso sería muy caro energética y económicamente. A los problemas de escasez, se suman los de calidad, especialmente en las zonas de alta incidencia de la agricultura industrial⁵⁸⁵ o de vertidos.

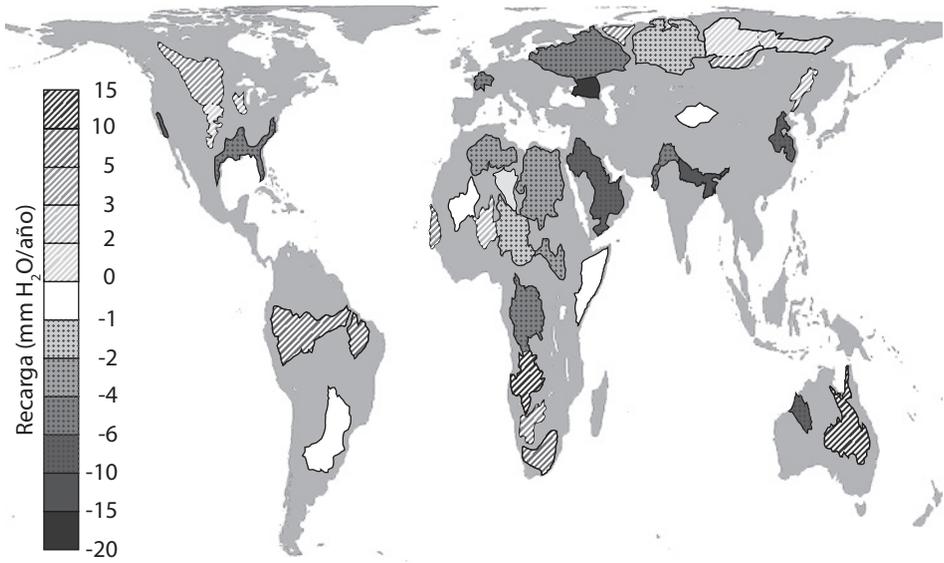


Figura 8.16 Situación de los principales acuíferos del mundo (Richey y col., 2015).

Los países que están consumiendo agua por encima de sus reservas y de los aportes pluviales están viendo cómo en paralelo las cosechas se reducen (Siria, Irak, Yemen, Arabia Saudí⁵⁸⁶, China⁵⁸⁷, planicie del acuífero Ogallala⁵⁸⁸, India⁵⁸⁹,

584 Más del 50% de las reservas de agua dulce bajo la superficie terrestre se están agotando. El 33% de los 37 mayores acuíferos del mundo están sobreexplotados (Richey y col., 2015).

585 Apartado 6.8.

586 Después de ser autosuficiente en trigo durante más de 20 años, Arabia Saudí anunció en 2008 que, con sus acuíferos agotados en gran medida, reduciría la siembra de este cereal a 1/8 cada año hasta dejar de producir (Brown, 2013a, 2013b).

587 La producción de trigo y maíz en China depende en gran parte del Huang He (que ya no lleva agua el 85% del año en sus últimos 200 km), por lo que está en retroceso desde 2003 (Fayanás, 2014).

588 Se extrae un 160% del agua que se repone anualmente (Ruppert, 2009). Además, esta agua también es clave para la producción energética: las centrales termoeléctricas junto a los agrocarburos consumen el 11% del agua en EEUU (USGAO, 2012).

589 El 60% de la agricultura de regadío depende de aguas subterráneas (Postel, 2013a).

México)⁵⁹⁰ (Brown, 2013a, 2013b; Postel, 2013a). La restricción del acceso al agua potable se extenderá y será especialmente dramática en las grandes ciudades⁵⁹¹. También se producirá un descenso en la producción energética⁵⁹² e industrial⁵⁹³, así como en la extracción minera. A la inversa, para obtener agua también se necesita energía (bombeo, desalación). Así, no es de extrañar que junto al acaparamiento de tierras se esté produciendo el de agua⁵⁹⁴.

Una vez más, las alternativas que están sobre la mesa no hacen viable el sostenimiento de este sistema: i) Ya señalamos cómo la capacidad de embalsar agua a nivel mundial está cerca del máximo. ii) La capacidad de las desalinizadoras existentes en el mundo es pequeña⁵⁹⁵. Y muchas de ellas funcionan con combustibles fósiles y con altos consumos energéticos y monetarios. Por todo ello, no parece que puedan llegar a ser nunca una alternativa masiva para la agricultura de regadío (el principal consumo de agua dulce). iii) El agua tiende a disolver sustancias, por lo que conseguir agua limpia a partir de agua sucia requiere el consumo de energía, lo que marca límites también por este lado.

También podríamos hablar de descenso del suelo fértil, pues ya hemos explicado los graves problemas de erosión que se están produciendo en todo el planeta⁵⁹⁶, a lo que se suma que el suelo es casi no renovable⁵⁹⁷. La colonización de nuevas regiones no es ya una alternativa⁵⁹⁸ y lo será menos conforme avance el Capitaloceno.

590 En la actualidad, aproximadamente el 40% de la cosecha mundial de cereales proviene de tierras de regadío y el 70% del agua se emplea en alimentación (Brown, 2013a, 2013b; Postel, 2013a; Valdés, 2014). En el menú diario, hay 2.000-5.000 l de agua virtual (Cosin, 2012; Antonelli y Greco, 2013). Para producir 1 kg de grano se necesitan 1.000-2.000 l de agua, 1 kg de queso requiere 5.000-5.500 l y 1 kg de ternera demanda 15.000 l (Kucharz, 2012).

591 Esto ya es una realidad para cerca de 1/2 de la población mundial. Las ciudades con mayor estrés hídrico son: Tokio, Delhi, México DF, Shanghái, Pekín, Kolkata (India), Los Ángeles, Río de Janeiro, Moscú y Estambul. En total, las ciudades de más de 750.000 per, consumen 504.000 millones de litros al día (10 veces el flujo anual del río Colorado) de una distancia acumulada de 27.000 km (la mitad del diámetro de la Tierra) (McDonald y col., 2014).

592 El 15% de toda el agua dulce consumida en el mundo en 2010 se usó en la producción de energía. La gran mayoría en la refrigeración de centrales térmicas de carbón y nucleares (IEA, 2009).

593 Una camiseta de algodón requiere 4.100 l de agua en su fabricación; un par de zapatos de piel, 8.000; y una televisión, 30.000 (Arroyo, 2012; Valdés, 2014).

594 Apartado 7.2.

595 Un 0,5% de la demanda hídrica mundial (Postel, 2013a).

596 Apartados 6.8 y 6.13.

597 En condiciones naturales de cubierta vegetal, los ecosistemas tardan 100-400 años en generar 10 mm de capa superior de suelo. Se necesitan 2.000-8.500 años para generar suelo hasta una profundidad de 20 cm (Carpintero, 2007).

598 Solo un 11% de los suelos están libres de impedimentos serios para el uso agrícola. Las limitaciones más importantes son la sequía (28% de los suelos), la poca fertilidad por la composición química (23%), la escasa profundidad (22%), el exceso de agua (10%) y las heladas (6%) (Anz, 2013).