

#EnergyProspectives

Energy Prospectives

Claudio Aranzadi

Fundación
Naturgy 

 **IESE**
Business School
University of Navarra

Dilemas, incertidumbres y oportunidades de la transición energética¹

Claudio Aranzadi

Esta presentación no pretende ser una exposición exhaustiva, ni siquiera sistemática, de lo que supone la transición energética como respuesta a las exigencias de la política climática. Me he limitado a seleccionar una serie de interrogantes en los ámbitos tecnológico, regulatorio y político, cuyas respuestas suscitan normalmente la controversia y que creo que pueden contribuir a alimentar el debate posterior. Las cuestiones seleccionadas se refieren a los costes de mitigación del calentamiento climático (reducción de emisiones de gases de efecto invernadero), al impacto de la transición energética en el actual paradigma regulatorio del sector eléctrico y a su efecto en la evolución a largo plazo de dos recursos energéticos primarios que han tenido un papel significativo en el mix de oferta energética hasta ahora (petróleo y energía nuclear), pero cuyo futuro está teñido de incertidumbre tanto en el ámbito puramente energético como en el geopolítico.

1.- Me gustaría aproximar la primera cuestión con una pregunta de fuerte contenido político: ¿Puede considerarse la transición energética como un proceso “free-lunch”? La respuesta es de gran relevancia de cara al mensaje que se transmite a la opinión pública. No es lo mismo considerar la transición energética como un proceso indoloro que concebirlo como un proceso necesario para evitar una catástrofe climática pero que implica costes que habrá que tratar de minimizar y que, además, están desigualmente distribuidos tanto por áreas geográficas como por colectivos sociales. Las experiencias políticas recientes son ilustrativas. Por un lado, la visibilidad de efectos climáticos extremos en la actualidad han hecho crecer la sensibilidad social ante los riesgos de calentamiento global (las crecientemente nutridas manifestaciones de jóvenes en Europa reclamando una acción más decidida de la política climática lo

¹ Este texto es la versión escrita de la ponencia, expuesta en la sesión (14 de marzo 2019) de “Energy Perspectives” (Fundación Naturgy/IESE)

testimonian); pero al mismo tiempo, los “chalecos amarillos” en Francia indican la resistencia en algunos colectivos sociales a aceptar la mayor carga fiscal asociada a la imposición del uso de los combustibles fósiles. Por supuesto, no hay ninguna duda de que el proceso de transición energética está plenamente justificado en un análisis coste beneficio (el coste social evitado es claramente superior a los costes de la reducción de emisiones). Pero una caracterización correcta de dichos costes y su conocimiento por parte de la opinión pública es de gran importancia para lograr una plena aceptación social de los efectos más inmediatos de la instrumentación de la política climática y, además, para desarrollar una política de transición energética justa que implica la corrección de su impacto sobre los colectivos perdedores (al menos en términos relativos).

¿Qué podemos entender por proceso “free lunch” cuando hablamos de la transición energética?. La concepción de la política energética como un programa de optimización permite una vía de aproximación. Puede considerarse que la política energética se propone como objetivo la minimización del coste de los suministros energéticos pero sometida a las restricciones impuestas por imperativos de seguridad y sostenibilidad medioambiental (siendo el límite de emisiones de gases de efecto invernadero un componente central de esta última restricción). Tendríamos un proceso “free-lunch” si el “precio sombra” asociado a esta restricción fuese nulo, es decir la restricción fuese no constrictiva (“nonbinding”); no parece razonable esperar que esta sea una característica de la restricción que impone la política de descarbonización a la política energética. Gillingham y Stock², desde otra perspectiva, señalan dos ejemplos de sustitución de tecnologías que suponen una reducción de emisiones en E.E.U.U. y podrían considerarse “free-lunch”: la incorporación de etanol a la gasolina y la sustitución de carbón por gas natural en la generación eléctrica. En estos casos, las alternativas menos emisoras de carbono son también las más baratas; los sobrecostes de mitigación (reducción de emisiones) serían nulos o negativos. Cuando existe un proceso “free-lunch”, por tanto, (si los consumidores y empresas son racionales) la alternativa descarbonizada se impondría por el juego del mercado, sin necesidad de incentivos suplementarios articulados por la política energética. De cara al futuro, igualmente, si las alternativas tecnológicas menos intensivas en emisiones son también las menos costosas, su incorporación

² Gillingham K. y Stock J.H. (Fall 2.018), “The cost of reducing greenhouse gas emissions”, The Journal Of Economic Perspectives.

al mix tecnológico podría calificarse igualmente como un proceso “free-lunch”: sería inducido por la señal de los precios relativos de mercado sin necesidad de una intervención de la política energética.

Las expectativas de un proceso de transición energética “free-lunch” están asociadas sobre todo a la fuerte reducción de los costes medios de generación eléctrica con energía eólica “on-shore” y, sobre todo, con energía solar fotovoltaica, en la última década. Estas tecnologías, en la actualidad, pueden considerarse dominantes en términos de coste además de libres de emisiones de CO₂, por lo que su introducción tendría un carácter de proceso “free-lunch”. Dado que en España se prevé un parque eléctrico enteramente renovable para 2.050, podría considerarse factible una descarbonización total del sector inducida enteramente por mecanismos de mercado (excepto quizás para una parte de las tecnologías de almacenamiento). Al mismo tiempo, puesto que la mayor parte de los expertos prevén la paridad de coste vehículo eléctrico/vehículo con motor de combustión interna para mediados de los años veinte (aunque sin tener en cuenta los sobrecostes del trazado de una red de recarga), podría considerarse una política de descarbonización “free-lunch” a largo plazo que abarcase el sector eléctrico (22% del total de emisiones en España) y una parte (vehículos ligeros) del sector transporte.

Ahora bien, el sector transporte (que en su totalidad representa el 25% de las emisiones) incluye también el transporte pesado por carretera, el transporte marítimo y el transporte aéreo cuya descarbonización difícilmente podría considerarse en la actualidad como un proceso “free-lunch”. Lo mismo puede decirse de una parte importante de la industria (en torno también al 22% de las emisiones). Por supuesto que debe contarse con la innovación tecnológica, los avances en las curvas de aprendizaje de las tecnologías limpias y, en general, las mejoras de eficiencia. Pero durante un largo período, el sobrecoste asociado a una imposición sobre las emisiones de carbono o el correspondiente al “precio sombra” asociado a restricciones impuestas a través del mecanismo de “command and control” seguirá gravitando sobre una parte importante del tejido productivo. Por otro lado, el objetivo de emisiones netas nulas para 2.050, va a exigir un esfuerzo probablemente más intenso a partir de 2.030 (horizonte para el que España y los países europeos han definido ya trayectorias de

descarbonización precisas). La Comisión Europea³ advierte que con las políticas actualmente aprobadas, en la Unión Europea solo se podría llegar a una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en 2.050 de un 60%. Alcanzar la neutralidad de emisiones requiere, según la Comisión, un esfuerzo suplementario, sobre todo en el terreno tecnológico, tanto en la reducción de emisiones como en el desarrollo de sumideros y tecnologías de extracción de CO₂ en la atmósfera. Sin embargo, la Agencia Internacional de la Energía⁴, en su seguimiento del avance tecnológico necesario para lograr el objetivo de un “crecimiento de la temperatura significativamente inferior a 2°C”, considera que únicamente en cuatro de las tecnologías examinadas puede considerarse alcanzado un grado de desarrollo compatible con la trayectoria tecnológica requerida para lograr los objetivos climáticos. Los horizontes de maduración tecnológica a largo plazo son notablemente inciertos, pero los escenarios descritos por la Comisión Europea para alcanzar la meta de neutralidad de emisiones en 2.050 describen trayectorias difícilmente calificables como un proceso global “free-lunch” (aunque incluyan procesos parciales con estas características”).

Es cierto que en lo dicho hasta ahora se han considerado únicamente costes “estáticos” de la reducción de emisiones. Gillingham y Stock² tienen en cuenta, además, las externalidades positivas que las iniciativas responsables de estos costes pueden movilizar. Estos autores señalan el “learning by doing” y los “spillovers” tecnológicos (importantes, por ejemplo, en el desarrollo histórico de energías renovables con sobrecoste) y externalidades de red (que podrían generarse con compras subvencionadas de coches eléctricos o inversiones inicialmente no rentables de redes de recarga). Con una perspectiva intertemporal, los sobrecostes “estáticos” asociados al desarrollo de tecnologías descarbonizadoras no maduras se verían minimizados por esas externalidades positivas. Calibrar “ex - ante” los costes (o beneficios) netos de estas iniciativas está sometido a una gran incertidumbre. Incluso la valoración “ex – post” presenta dificultades. Basta pensar que hace una década la energía solar fotovoltaica recibía en España una prima 3,7 veces el precio de mercado (antes había llegado a 5,5 veces) . Estos sobrecostes (a añadir a la sobrecapacidad de

³ [COM \(2.018\)](#). “A clean planet for all. A european strategic long term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy”.

⁴ [I.E.A. \(2.018\)](#): “Tracking Clean Energy Progress”

generación convencional inducida) ¿se han visto compensados por el “learning by doing” y los “spillovers” tecnológicos generados?. Si la evaluación tiene un carácter global la respuesta es probablemente positiva (el resultado es la disponibilidad a largo plazo de una tecnología descarbonizada dominante en términos de coste). No está clara la respuesta si se tiene en cuenta la localización del coste estático y el beneficio externo posterior (ya que, en el contexto internacional, ha habido “free-riders” que han experimentado una relación entre beneficios externos/costes estáticos, muy superior a los que abordaron el desarrollo de tecnologías todavía no maduras con mayor antelación. De cara al futuro, por tanto, intentar la planificación de un calendario óptimo de incorporación de tecnologías de descarbonización no totalmente maduras debería ser una tarea de la política de transición energética.

En resumen, los daños actualizados del calentamiento climático (detalladamente analizados para la hipótesis de un aumento de la temperatura superior a 1,5°C en el informe especial del I.P.C.C).⁵ son claramente más elevados que los costes de reducción de emisiones en las trayectorias de descarbonización programadas para alcanzar la neutralidad de emisiones en 2.050 (meta consistente con la limitación de crecimiento de la temperatura a 1,5°C). El coste social evitado es claramente superior a los costes de reducción de emisiones, por lo que, como ya se ha dicho, las objeciones de los climaescépticos a la política de transición energética carecen de cualquier sustento. Sin embargo, la identificación de los costes de reducción de emisiones y de su distribución es una de las tareas de la política de transición energética. La arquitectura de sobrecostes (en forma de imposición explícita sobre las emisiones de carbono, de exigencia de compra de derechos de emisión en los mecanismos de “cap and trade”, o de mecanismos de “command and control” de restricciones tecnológicas u operativas) no está todavía totalmente perfilada. Probablemente el diseño final sea una mezcla de los tres mecanismos señalados, integrados en un marco de fiscalidad global medioambiental. La aplicación de este conjunto de mecanismos tendrá efectos asimétricos entre colectivos sociales, empresas y áreas geográficas que una política de transición energética justa deberá tener en cuenta para articular una estrategia de compensación de perdedores (aunque lo sean en términos relativos) que sea compatible con la preservación de los incentivos a la

⁵ Intergovernmental Panel on Climate Change (Special Report) 2.018. “Global warming of 1,5°C”

descarbonización. En esta tarea, la utilización del “doble dividendo” asociado a la imposición medioambiental puede jugar un papel relevante, tanto en el logro de objetivos de eficiencia (p.ej. en la financiación de iniciativas generadoras de externalidades como las mencionadas anteriormente) como de objetivos de equidad (de lo que es un ejemplo la iniciativa redistributiva sugerida por la declaración del grupo de premios Nobel, ex - secretarios del Tesoro, ex – presidentes del F.E.D. y ex – presidentes del Consejo de Asesores Económicos)⁶.

2.- El segundo interrogante en el que me propongo detenerme se refiere al sector eléctrico. Lo que podría denominarse primera fase de la transición energética cuenta como eje central de actuación con la plena descarbonización del sector eléctrico y la electrificación de una parte significativa del sector transporte. Su evolución en el terreno tecnológico, económico y regulatorio es, por tanto, fundamental. La pregunta planteada sería la siguiente: ¿es el actual paradigma regulatorio dominante en Europa el más adecuado para un sector eléctrico totalmente descarbonizado? En las instituciones europeas sigue siendo dominante una filosofía regulatoria impregnada de la lógica del modelo “energy only market”. En este modelo, en su versión literal, los costes totales de generación (fijos y variables) se recuperan en su totalidad con los ingresos en el mercado mayorista de energía y (una parte menor) con los ingresos en los mercados de servicios complementarios. Además, se considera que los precios del mercado mayorista de energía ofrecen una señal óptima para inducir una operación e inversión eficiente. El modelo, en su literalidad, no se ha aplicado prácticamente en ningún sitio. Incluso en los modelos explícitamente presentados como de “energy only market”, la letra pequeña de la normativa referente a los Operadores del Sistema atribuía implícitamente a estos el papel de garantes en última instancia de la “fiabilidad del sistema”, a través de una pluralidad de actuaciones como la compra de reservas estratégicas e, incluso, en algún caso, la inversión en nueva capacidad de generación.

En Europa, de hecho, se han ido aprobando progresivamente, país por país, diferentes “mecanismos de capacidad”, lo que rompe con el modelo puro de “energy only market”. Pero se sigue considerando a dichos mecanismos como

⁶ Statement (2.019), “Economic Statement on carbon dividends”, The Wall Street Journal

instrumentos residuales para cubrir deficiencias subsanables de los mercados mayoristas de energía, existiendo además sobre estos mecanismos de capacidad una cierta presunción de constituir ayudas públicas. Se supone que las retribuciones asociadas a los mecanismos de capacidad se podrían minimizar suprimiendo los “caps” de los precios en el mercado mayorista de energía y algunas barreras al funcionamiento eficiente de este mercado. Según este planteamiento, libre de barreras el mercado mayorista, los “precios de escasez” (incorporando “rentas de escasez”) permitiría la recuperación en el mercado mayorista de energía de la totalidad de los costes de generación.

La realidad en casi todos los mercados eléctricos ha mostrado sin embargo la existencia del fenómeno del “missing money” (coste total de generación no recuperado por los ingresos del mercado mayorista de energía y de los mercados de servicios complementarios) que además muestra una tendencia creciente por el efecto “merit order” (tendencia a la reducción de los precios medios del mercado mayorista de energía por la penetración creciente de tecnologías de generación de costes variables bajos o nulos como es el caso de la generación con energía eólica o fotovoltaica). Como señala Fatih Birol⁷, Director General de la Agencia Internacional de Energía: “En los mercados actuales ya se perciben algunos de los efectos de la creciente contribución de las energías solar y eólica, incluyendo la presión a la baja sobre los precios de los mercados mayoristas de energía eléctrica. En la Unión Europea, por ejemplo, estimamos que el porcentaje del total de los costes de generación eléctrica recuperado mediante la venta de energía pasó del 80% en 2.010 a alrededor del 60% en 2.017, en parte debido a la mayor presencia de la solar y la eólica. En otros mercados, como E.E.U.U., se percibe una presión similar”. De hecho en un mercado “energy only market” característico como es el sistema eléctrico tejano (ERCOT)⁸, las cifras de ingresos netos (margen sobre costes variables) en el mercado mayorista en los últimos años estarían por debajo del 50% del coste fijo de un nuevo entrante (turbina de gas o ciclo combinado).

Esta tendencia a largo plazo de precios mayoristas de la energía decrecientes requeriría, para hacer factible la lógica de los modelos “energy only market” un perfil de “rentas de escasez” crecientes, algo que incluso con un

⁷ Fatih Birol. 2.019, “Entrevista en “Energía y Geoestrategia. 2.019”, Ministerio de Defensa

⁸ Potomac Economics (May 2.017), “2.016 State of the market report for ERCOT Electricity Markets”

aumento o supresión de “caps” para los precios mayoristas de la energía parece poco probable. Los precios en un mercado mayorista “spot” competitivo deberían reflejar los costes marginales de producción a corto plazo cuyo perfil medio es decreciente e insuficiente para recuperar los costes totales de generación. Unas “rentas de escasez” suficientes para recuperar estos costes y proporcionar una señal adecuada para la inversión en nueva capacidad, deberían garantizar un perfil de los precios medios en el mercado mayorista alineado con el coste incremental de generación a largo plazo (coste medio de generación de un nuevo entrante) y tener en cuenta también el perfil a largo plazo del valor de la energía no suministrada (value of lost load). Parece difícil que el proceso de formación de precios en el mercado “spot” se ajuste a este patrón. En ERCOT se ha replicado este proceso con un complemento retributivo función del valor de la carga no suministrada (vull) y de la probabilidad de escasez (si el margen de capacidad se reduce por debajo de un cierto umbral); pero esto es una medida administrativa y que, además, no ha aumentado de forma significativa los precios mayoristas de la energía.

Puede argüirse, por supuesto, que la existencia de mercados a plazos suficientemente largos, permitiría la fijación de precios de la energía alineados con el coste incremental a largo plazo de generación, eliminando así el fenómeno del “missing money”. Este parece ser el patrón previsto para la entrada del fuerte volumen de inversiones en nueva capacidad de generación renovable que exige la transición energética, donde se espera que los contratos bilaterales en forma de PPAs (Power Purchase Agreements) tengan un papel relevante, al lado de los mecanismos de subasta realizados por una instancia centralizada donde el precio garantizado se determina por ese procedimiento competitivo (como se hace con el “strike price” de los Contratos por Diferencia en Reino Unido). La contratación a plazos muy largos, sin embargo, es poco frecuente y, de cara al futuro, existirá una clara asimetría de intereses en cuanto a la duración del contrato bilateral entre vendedores y compradores de energía. Dada la posibilidad de arbitrar entre el mercado “spot” y los mercados a plazo, los precios en estos mercados deberán anticipar la continua tendencia descendente a largo plazo de los precios en el mercado “spot” por el efecto “merit-order” (además de posibles nuevos avances en la curva de aprendizaje de las tecnologías eólica y fotovoltaica).

La permanencia y el agravamiento del fenómeno del “missing money” a largo plazo aparece más claramente si con un simple “experimento imaginario” anticipamos el contexto tecnológico y regulatorio que caracterizará el sector eléctrico en 2.050 (al menos en España): total descarbonización con un 100% de energías renovables. Pensemos cómo pueden quedar configurados los cuatro grandes servicios que componen el suministro eléctrico, la energía (actualmente retribuida esencialmente por los ingresos en el mercado mayorista de energía), la firmeza (capacidad disponible/”adequacy”), (actualmente retribuida por “mecanismos de capacidad” excepto en los modelos “energy only market”, la flexibilidad (actualmente retribuida en los mercados de servicios complementarios gestionados por el Operador del Sistema) y las redes (actualmente retribuidas como monopolios naturales sometidos a una regulación por incentivos). Todos estos servicios se verán profundamente afectados en el horizonte 2.050, no sólo por el radical cambio de mix en la generación, sino por la configuración de una nueva arquitectura y el desarrollo de nuevos agentes y figuras contractuales resultado de los rápidos avances en la digitalización del sector y de la irrupción de una nueva oferta de recursos distribuidos integrada con el sistema centralizado interconectado⁹. Pero desde la perspectiva del problema que estamos discutiendo el cambio más significativo reside en la radical modificación de la estructura de costes de generación.

La política energética en España, por ejemplo, considera como objetivo a largo plazo un sector eléctrico con una generación 100% renovable, (esencialmente con energía hidráulica, eólica y solar fotovoltaica) y una potencia de respaldo también libre de combustibles fósiles (bombeo hidráulico, baterías y termosolar con almacenamiento y otras tecnologías descarbonizadas). Esto definiría un sector (abstracción hecha de la biomasa y la cogeneración) en el que la mayor parte de los costes serían costes fijos, configurando una estructura de costes más cercana a la de las telecomunicaciones y las tecnologías de la información (donde los costes marginales a corto plazo del procesamiento de información son prácticamente nulos) que a la del modelo tradicional de sector eléctrico dependiente de los combustibles fósiles. En el límite, los costes variables de generación serían nulos en todos los momentos y, por tanto, también

⁹ M.I.T. Energy Initiative (2.016), “Utility of the future”, analiza con detalle los desafíos tecnológicos, económicos y regulatorios asociados a esta nueva arquitectura.

lo sería el coste marginal a corto plazo de la generación de energía¹⁰. Con la lógica de los modelos “energy-only market”, las “rentas de escasez” deberían cubrir la totalidad del coste incremental a largo plazo de generación (el coste medio de generación de un nuevo entrante, normalmente medido por el “levelised cost of electricity” de la tecnología correspondiente). Como ya se ha señalado, parece difícil que el mercado “spot” de energía “internalice” en sus precios una cuota de riesgo de interrupción del suministro en función de la evaluación por parte de los agentes del mercado, del valor de la carga no suministrada (voll), la probabilidad de interrupción y el coste incremental a largo plazo de generación. También resulta problemático que la solución venga ofrecida por la generalización de la contratación a muy largo plazo (por las razones esgrimidas anteriormente), a menos que esta contratación sea imperativa.

En este contexto límite, con precios mayoristas de energía “spot” tendiendo a cero y precios de los mercados a plazo consistentes con la posibilidad de arbitraje con los mercados “spot”, la retribución del suministro eléctrico provendría esencialmente de la retribución de los servicios de firmeza, flexibilidad y redes, y por tanto de los precios en los mercados de capacidad y de servicios complementarios y de las tarifas fijadas para las redes. En concreto, los “mecanismos de capacidad” y los mercados de flexibilidad se convertirían en el eje central de los nuevos modelos eléctricos en sustitución del papel que ha jugado en los sistemas liberalizados el mercado mayorista de energía. Esto supone que los “mecanismos de capacidad” dejarían de ser considerados como instrumentos transitorios de cobertura de “costes residuales” (con presunción de constituir ayudas públicas) y pasarían a ser examinados como instrumentos para facilitar la prestación de un servicio (firmeza) con precios determinados en el correspondiente mercado (mercados de capacidad). La retribución del servicio eléctrico, por tanto, tendería a no depender de precios volumétricos (por Mwh. suministrado) sino más bien de precios con lógica de tarifas planas (por opciones de suministro de energía con un “strike price” nulo). Además, los Operadores del Sistema tenderían a jugar un papel central como garantes en última instancia de la “fiabilidad del sistema” tanto en los mercados de capacidad como en los mercados de flexibilidad, donde la demanda agregada de ambos servicios

¹⁰ Incluso el coste de oportunidad de la generación hidroeléctrica regulable como determinante del precio de la energía también tendería a cero (su valor se plasmaría en la oferta de servicios de firmeza y flexibilidad).

seguiría determinada de forma centralizada. Los avances en la digitalización y la ampliación de la oferta de servicios de firmeza y flexibilidad con recursos distribuidos (incluidos los ofrecidos por los propios consumidores) pueden ayudar a individualizar las ofertas y demandas de fiabilidad del sistema, pero parece difícil que los mercados de capacidad y flexibilidad sobrepasen su carácter actual de mercados competitivos por un solo lado (en un sistema interconectado seguirá necesitándose una instancia centralizada que garantice un determinado nivel de “fiabilidad” (reliability) y, por lo tanto un volumen de recursos que garanticen la obtención de los estándares fijados de “firmeza” y “flexibilidad”) que seguirán siendo atributos del conjunto del sistema.

3.- Por último, quisiera exponer unas breves reflexiones sobre aspectos puntuales relativos al impacto de la transición energética en la evolución futura de dos recursos energéticos (petróleo y energía nuclear) cuyo papel en el siglo xx ha sido singularmente relevante no sólo en el ámbito puramente energético, sino en otros terrenos como, por ejemplo, en el geopolítico.

En relación al petróleo, suscita una notable perplejidad la gran diferencia entre las previsiones a medio plazo y largo plazo de la evolución de la demanda global de crudo que realizan la mayor parte de los expertos y la trayectoria requerida por las exigencias de descarbonización de la política climática si se pretende alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero en 2.050. Las más recientes previsiones de la Agencia Internacional de Energía¹¹ anticipan un fuerte dinamismo de la demanda de crudo (especialmente en el sector petroquímico y el transporte aéreo) lo que ha conducido a la Agencia a revisar al alza su previsión de demanda global de petróleo en 2 millones de barriles/día para 2.025 y a estimar una demanda de 100 millones de barriles/día para 2.040. Sin embargo, la propia Agencia¹² en su escenario más estricto (Desarrollo Sostenible), compatible con el objetivo del Acuerdo de París de conseguir un aumento de la temperatura global significativamente inferior a 2°C y continuar los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C, estimaba la existencia del “pico de demanda” de crudo en torno a 2020 (97 millones de barriles día) y una demanda para 2.040 de 69,9 millones de

¹¹ F. Birol (2.019), Testimonio Escrito “Hearing of the U.S. Senate Energy and Natural Resources Committee. Prospects for global energy markets, including the role of the United States.”

¹² I.E.A. (2.018), World Energy Outlook 2.018

barriles/día; la exigencia de respetar un límite estricto de 1,5°C podría llevar a requerir un descenso de la demanda de crudo por debajo de los 40 millones de barriles/día en 2.040¹³.

Estas grandes diferencias entre previsiones de la demanda global de crudo y exigencias de la política climática abren, lógicamente, grandes interrogantes para la geoestrategia de la energía. El escenario expuesto por F. Birol implicaría unas expectativas a medio plazo incluso con riesgo de escasez (la A.I.E. prevé que en ausencia de inversiones adicionales en “upstream”, la producción de petróleo convencional de los pozos antiguos decrecerían a un ritmo de 3 millones de barriles/día por año). En este escenario se necesitarían, por tanto, para cubrir el agotamiento de los pozos de producción convencional, inversiones complementarias en nuevos proyectos “upstream” de crudo convencional o recurrir con más intensidad a la producción de “tight oil” en los E.E.U.U. Sin embargo, la Agencia también considera¹² que los proyectos de desarrollo de recursos convencionales de crudo ya aprobados en los años recientes permiten cubrir la demanda correspondiente al perfil del escenario más riguroso considerado en su último W.E.O. (Sustainable Development Scenario); tanto más, por supuesto, si se considera un escenario aún más estricto (límite de temperatura a 1,5°C).

El escenario de evolución de la demanda más laxo a medio plazo consagraría el ascenso al protagonismo estratégico de E.E.U.U. en el mercado petrolero mundial (convirtiéndose en exportador neto de crudo y asumiendo¹² casi el 75% del crecimiento de la producción global de crudo hasta 2.025). Esto tendría un efecto positivo en la seguridad global en el mercado de petróleo y, por supuesto, en la seguridad de suministro de los E.E.U.U. (aunque no lo aislaría del riesgo de precio en un mercado global como el del crudo). Por otro lado, la producción de “tight oil” de E.E.U.U. (con ciclos inversores más cortos, tasas de declino más agudas, alta descentralización empresarial y sometimiento estratégico a las señales del mercado) podría jugar un papel más relevante como “swing producer” alternativo a Arabia Saudí (con exceso de capacidad convencional, centralización empresarial y dependencia estratégica estatal). En este contexto cabe también preguntarse por el futuro de la OPEP: ¿en qué medida

¹³ [W.E.O. 2.016](#); [W.E.O. 2.018](#)

la configuración de la OPEP+ es estable y puede modificar su centro de gravedad geopolítico, dada la presencia de Rusia, el efecto de la salida de E.E.U.U. del Acuerdo Nuclear con Irán, la evolución de Venezuela, la salida de Qatar de la Organización, las iniciativas legislativas (NOPEC) en E.E.U.U. etc.?

En el escenario alternativo (trayectoria de la demanda global de crudo consistente con el objetivo de neutralidad de emisiones en 2.050), los interrogantes son otros: ¿debería considerarse el riesgo de “inversiones varadas” (stranded investments) en la evolución de los nuevos proyectos “upstream”? ¿con cuota rapidez debería abordarse la adaptación del “modelo de negocio” de las empresas del sector?. En cuanto a los países ricos en petróleo (como Arabia Saudí) este escenario plantea la exigencia de la gestión de “activos varados” (stranded assets). De acuerdo con las estimaciones de la A.I.E.¹⁴ los recursos globales de petróleo (“remaining recoverable oil resources”) se elevarían a alrededor de siglo y medio del consumo de 2.012 y a cuatro siglos si se considera un nivel de demanda de 40 millones de barriles/día. Con estas expectativas de “sobreabundancia” del petróleo a muy largo plazo, los equilibrios geoestratégicos tenderían a modificarse con ese horizonte (piénsese por ejemplo en Oriente Medio), pero a un plazo menor puede condicionar las estrategias económicas (calendario de inversiones, por ejemplo) de los grandes detentadores de recursos.

En relación a la energía nuclear, lo más sorprendente, quizás, sea su incierto futuro en un contexto en apariencia favorable como el que configura la transición energética y su exigencia de descarbonización. El declive de sus expectativas de desarrollo en Europa ha sido provocado tanto por el impacto en la opinión pública del accidente de Fukushima (Japón) como por el peculiar comportamiento de la curva de aprendizaje de la tecnología nuclear con los reactores de tercera generación (la curva ha mostrado una pendiente positiva). Este efecto se ha manifestado en las fuertes desviaciones de coste y plazos de construcción en Olkiluoto 3 (Finlandia) y en el alto precio garantizado en el Contrato por Diferencia a Hinkley Point C (Reino Unido) durante 35 años (92,5 L/Mwh) muy superior a los precios medios del mercado mayorista de energía eléctrica británico. Puede argüirse que se trata de reactores “first of kind” o que realmente los reactores de tercera generación son cualitativamente diferentes y no

¹⁴ W.E.O. 2.013

deben ser incluidos en la misma curva de aprendizaje que los reactores de 2ª generación. Pero incluso teniendo en cuenta estas consideraciones cabe preguntarse la razón por la que los costes medios de generación (L.C.O.E.) con tecnología nuclear en China son alrededor de la mitad de estos costes en Francia, Reino Unido y E.E.U.U.¹⁵.

F. Birol¹¹ se muestra favorable al desarrollo de la tecnología nuclear en E.E.U.U. (incluido el alargamiento de la vida de las centrales en operación, cuando los requisitos de seguridad lo permitan) por razones tanto de seguridad energética como de contribución a la política de descarbonización. Al igual que los investigadores de M.I.T.¹⁶ muestra su confianza en nuevas tecnologías de generación nuclear como los “small modular reactors” y la incorporación de mecanismos de “seguridad intrínseca”. Las nuevas tecnologías son más flexibles para la programación de la inversión, exigen una menor inversión “up-front” y permiten recurrir en mayor medida a la producción de componentes en factoría y su integración “in-situ”. A pesar de las incertidumbres parece difícil anticipar el abandono de la tecnología nuclear civil en países como E.E.U.U., Reino Unido y Francia que van a seguir contando con armamento nuclear; en este último país, además existen razones de política industrial para preservar la tecnología nuclear (Francia mantiene un liderazgo tecnológico en ese nicho productivo). El caso de China exige una atención especial. Como ya se ha señalado, el coste estimado de los nuevos reactores en este país es ya sustancialmente inferior al de los países occidentales. Pero además, según la A.I.E.,¹⁷ China prevé aumentar su parque nuclear de 34 Gw en 2.016 a 145 Gw. en 2.040, lo que le va a permitir el aprovechamiento de una prolongada curva de aprendizaje. Si a esta ventaja se le suman los avances en nuevas tecnologías de paneles solares, baterías, vehículos eléctricos, nuevos materiales para tecnologías energéticas, etc. China puede asumir a largo plazo el liderazgo en un número significativo de tecnologías energéticas descarbonizadas debilitando la posición de “dominancia energética” a la que aspira E.E.U.U.

¹⁵ International Energy Agency/Nuclear Energy Agency (2.015 Edition), “Projected Costs of Generating Electricity”, (IEA/NEA).

¹⁶ M.I.T. Energy Initiative (2.018), “The future of Nuclear Energy in a Carbon Constrained World”.

¹⁷ W.E.O. (2.017)

