



GUREGAIAK

ENERGÍA: RENOVABLES, GAS Y "REDES INTELIGENTES"

"SOLVITUR AMBULANDO"
PATRICK LEIGH FERMOR

ELOY
ÁLVAREZ PELEGRY

En numerosos escritos y análisis sobre la energía, tres temas y objetivos "básicos" se mencionan reiteradamente: la energía se debe, transformar, transportar, y consumir con menores emisiones de gases de efecto invernadero; debe ser competitiva y se debe suministrar de forma continuada y de manera segura.

En nuestro caso estos objetivos: disminución de emisiones, competitividad y seguridad de suministro deben lograrse en un contexto de crisis económica, que tiene efectos sobre la disminución de la demanda de energía, el crecimiento y el empleo.

Esta situación se da tras un fortísimo crecimiento, durante la mayor parte de los años de la pasada década, en el que hemos asistido a un fuerte proceso inversor en infraestructuras y en instalaciones de generación, fundamentalmente: gas y renovables.

CONSIDERACIONES SOBRE EL 20/20/20

Es bien conocido que en gran medida el enfoque y las acciones que estamos llevando a cabo en el ámbito energético en España, provienen de la fijación de objetivos Comunitarios que de forma simplificada se han traducido en el "20/20/20", en el año 2020. Es decir disminución del 20% de emisiones de CO₂ respecto al año 1990, 20% de renovables en energía final en el año 2020 y 20% de mejora en eficiencia energética respecto al escenario tendencial.

Conviene reflexionar sobre estos objetivos en el ámbito comunitario. Por una parte, puede decirse que no hay una política energética común, entendiéndose por ello políticas similares a las que configuraron los comienzos y el devenir de la comunidad económica europea, como la CECA, o la política agrícola común.

Esto no quiere decir que tengamos Directivas y "paquetes" que tratan numerosos aspectos relativos al ámbito energético. Podemos citar las que desde la óptica medioambiental han ido

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY

DIRECTOR DEPARTAMENTO ENERGÍA,
ORKESTRA - INSTITUTO VASCO DE
COMPETITIVIDAD

regulando límites cada vez más estrictos a las emisiones de contaminantes, a la disminución de emisiones de CO₂ en las grandes instalaciones de combustión; las Directivas sobre las normas comunes para mercados de gas y la electricidad, o las más recientes sobre la seguridad de suministro de gas natural.

Los ejemplos anteriores tratan de ilustrar la situación, ya que, por una parte pueden poner de relieve la falta de una política “holística”, y por otro permitirían resaltar que de las numerosas disposiciones del mundo comunitario hoy estamos focalizados en tres temas básicos, que son los que al comienzo hacía referencia, a saber: la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la seguridad de suministro y la competitividad.

El orden o la importancia relativa no queda clara, y si bien varía en función de las circunstancias (por ejemplo crisis de gas con Ucrania o cumbre del clima de Copenhague), las representaciones habituales de los tres temas tienen la forma de un triángulo en el que deberíamos aspirar a lograr lo mejor, y simultáneamente, en los tres vértices.

Para la disminución de emisiones de CO₂, los organismos internacionales, como la Agencia Internacional de la Energía (AIE), abogan por utilizar todas las tecnologías, dada la magnitud del problema y la necesidad de promover todos los medios posibles en un horizonte de medio y largo plazo.

La Comisión Europea ha focalizado sus instrumentos y objetivos en las energías renovables con el 20% de energía final en el 2020. Así los líderes de la Unión Europea aprobaron el objetivo vinculante del 20%. Ciertamente ha vuelto a incidir en el tema de la eficiencia energética con la propuesta de Directiva, que trata el asunto específicamente, ya que con anterioridad, los aspectos relativos a la eficiencia energética estaban tratados en las Directivas de cogeneración, de servicios energéticos o en el Libro Blanco relativo al Plan 2011 de eficiencia

energética en la Unión Europea.

Dos elementos adicionales conviene mencionar en este momento. La libertad que la Comisión otorga a los Estados sobre como incentivar el desarrollo de renovables, y la creación y puesta en marcha, ya en el año 2005, en el denominado período pre-Kioto, de un mercado de derechos de emisiones de CO₂.

La competitividad suele partir del supuesto de que la electricidad sea más barata, pero los procesos de liberalización de los mercados eléctricos, con la creación de mercados organizados de electricidad, con mayor o menor fortuna, y la evolución de los precios de combustibles, (petróleo, gas y carbón), determinados en los mercados internacionales, que son datos ineludibles en la configuración de los precios de la electricidad y que hasta el año 2008 han experimentado precios crecientes, lleva a la amarga verdad de que los precios pueden subir.

Quizás de ahí que estemos viendo un cierto desplazamiento del lenguaje de la “competitiveness” a la “affordability” y a la inclusión del concepto de pobreza energética en la que se incorporan conceptos de mercado y de redistribución para la protección social de los consumidores.

Realizadas estas consideraciones, resultará claro que debemos comenzar nuestro camino tratando, aunque sea someramente, el tema de las renovables. En ese

Para la disminución de emisiones de CO₂, los organismos internacionales, como la Agencia Internacional de la Energía (AIE), abogan por utilizar todas las tecnologías, dada la magnitud del problema y la necesidad de promover todos los medios posibles en un horizonte de medio y largo plazo.



caminar y en nuestro “ambular” resultará evidente la necesidad de preguntarnos sobre uno de los asuntos que enunciábamos al principio: el de la continuidad del suministro, y así llegaremos a ver como el gas será el compañero ineludible al que requeriremos comportamientos cada vez más exigentes. Vayamos pues a las renovables.

RENOVABLES

Nuestro interés primordial será reflexionar sobre las renovables, pero algunas consideraciones, que me parecen pertinentes, aconsejan enmarcarlas en un contexto más amplio.

En primer lugar es obligada la referencia a que las energías fósiles, a nivel mundial, seguirán dominando la escena energética durante muchos años. La AIE estima que en un período de 25 años, es decir, en toda una generación, las energías fósiles: carbón, petróleo, gas, continuarán teniendo un peso decisivo. Incluso en los escenarios más ambiciosos para el desarrollo de las renovables o de las energías no emisoras de CO₂, aquellas supondrán entre el 75% y el 80%. En este sentido España está mejor, pero aun con el esfuerzo que supone, y el ambicioso programa de lograr el 40% de renovables en generación eléctrica, en el 2020, nuestras importaciones de gas y petróleo se situarían entre el 66 y el 70%.

La AIE estima que en un período de 25 años, es decir, en toda una generación, las energías fósiles: carbón, petróleo, gas, continuarán teniendo un peso decisivo.

En segundo lugar los esfuerzos en las renovables tienden a pivotar, en exceso, en la generación eléctrica lo que llevaría a no olvidar y a reforzar las políticas y actuaciones en el ámbito del transporte, en particular en cuanto a la incorporación de biocombustibles, el gas natural vehicular y la electrificación del mismo, sin olvidar políticas más complejas, de más largo plazo y de mayor alcance, como las de infraestructuras y las modalidades del transporte.

En tercer lugar el incremento de la cuota de renovables en la generación eléctrica, se produce en todo el mundo y en lugares tan distintos como China, Brasil y el área de la OCDE, pero funda-

mentalmente en ésta última área. Además dependiendo del lugar, las tecnologías son distintas y con sistemas de incentivación y subvenciones diferentes. A efectos ilustrativos baste decir que en el año 2009, en España se pusieron en operación entorno a 2.500MW, en China 13.800MW, y en los Estados Unidos 10.000MW.

En cuarto lugar el desarrollo de las renovables lleva a un incremento de costes. Ello plantea la conveniencia de dar prioridad a las tecnologías más adecuadas desde el punto de vista del coste, y a la forma más idónea o más eficaz para su financiación, y a la repercusión sobre los clientes finales. Si utilizamos las previsiones contenidas en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables, documento de interés, aunque sea revisado por el Plan de Energías Renovables, puede decirse que utilizando precios de la energía eléctrica, en dos escenarios razonables, el coste anual de

las primas se sitúa en el entorno de los 6.000 millones de euros anuales. Esta cantidad aumenta a lo largo de la década y puede llegar a 10.000 millones en el 2020. Para situar la magnitud de estas cifras, piénsese que el mayor peso porcentual en las mismas, lo constituyen las primas a la energía solar fotovoltaica y que la remuneración anual

de la distribución eléctrica en España se sitúa en el año 2010 en cifras del orden de 5.500 millones de euros.

En quinto lugar las renovables presentan efectos positivos de arrastre, a saber creación de empleo y desarrollo de nuevas empresas de bienes de equipo, que en cualquier caso deberíamos de situar en el contexto de la globalización y de la potencialidad de los mercados, ya que el mercado nacional es reducido y presenta límites a su crecimiento, en particular para ciertas tecnologías. Por ello debería de verse este asunto desde la óptica de la internacionalización, de la multilocalización, y de la inserción en las cadenas globales de valor.

En sexto lugar la intermitencia de las renovables necesita generación de apoyo y de respaldo para garantizar la continuidad del suministro. Ello potencia el uso del gas pero al mismo tiempo

hace que nuestras importaciones de petróleo y gas prácticamente no disminuyan en esta década. Esto suscita cuando menos dos implicaciones obvias: la importancia de los ciclos combinados, del gas natural y de la geopolítica de la energía.

EL PAPEL DEL GAS NATURAL

El gas natural ha experimentado una transformación, en la pasada década, que podemos calificar de prodigiosa. En el entorno del año 2000 se consumían en España alrededor de 17 bcm, de los cuales se importaban del orden del 97% de seis

orígenes distintos. Argelia suponía el 42% de las mismas y un 57% era gas natural licuado. En ese año el sistema disponía de 3 plantas de regasificación.

El pasado año, el consumo fue del orden de 34 bcm. Es decir, prácticamente se ha duplicado en 10 años y representa casi el 24% de la energía primaria. La estructura del consumo también ha cambiado radicalmente. En el año 2000, las centrales eléctricas suponían el 5,3%, del consumo y el mercado industrial

casi tres cuartas partes. En el año 2009 debido al crecimiento de la potencia instalada en ciclos combinados, un 40% del consumo se destinó a suministrar gas para la generación eléctrica y el consumo industrial cayó al 45%.

En la Comunidad Autónoma del País Vasco, el consumo de gas, con 3,8 bcm y un 47% de la demanda final, se consume en un 48% en centrales de generación eléctrica y un 42% en la industria y cogeneración. Por tanto, importancia decisiva de la generación eléctrica, la cogeneración y la industria.

En la Comunidad Autónoma del País Vasco, el consumo de gas, con 3,8 bcm y un 47% de la demanda final, se consume en un 48% en centrales de generación eléctrica y un 42% en la industria y cogeneración. Por tanto, importancia decisiva de la generación eléctrica, la cogeneración y la industria.

¿Cuáles son los retos que tiene el gas hoy, y que podemos aventurar sobre su futuro? En particular, ¿qué reflexiones pueden ser pertinentes para el País Vasco? Creo que podemos identificar dos asuntos claves que a mi entender son las infraestructuras y los mercados.

Comenzando por el primero, y como consecuencia de crecimientos sostenidos de la demanda –tasas en torno al 10%– durante casi diez años, hasta el 2008, –donde se empieza a sentir el efecto de la crisis financiera internacional–, se desarrolla un amplio conjunto de infraestructuras gasistas, entre ellas, plantas de Regasificación de Bilbao (2003), Sagunto (2005), Reganosa-Galicia (2007), sin incluir aquí las ampliaciones en capacidad de almacenamiento y regasificación de las existentes: Barcelona, Cartagena, Huelva. A ello ha contribuido la liberalización, que propició la entrada de nuevos agentes y la regulación con un sistema de retribución de este tipo de transporte y distribución. En paralelo se fueron desarrollando infraestructuras, de transporte y distribución, en algunos casos con cierto retraso, como el desarrollo de nuevos almacenamientos subterráneos de gas.

El reto hoy es la recuperación de esas inversiones y el desarrollo y la ampliación de las interconexiones y los almacenamientos subterráneos de gas. El área que debemos de considerar aquí como más relevante ahora, es el denominado de la Región Sur que comprende Francia, España y Portugal con un consumo del orden de 88 bcm. Si bien nuestras interconexiones con Portugal, bien sea por Badajoz o por Tuy no parecen presentar retos especialmente relevantes, son las interconexiones con Francia las que requieren una considerable ampliación.

A este respecto y como consecuencia del trabajo de reguladores y transportistas españoles y franceses se han desarrollado los procedimientos para la asignación de la capacidad de transporte entre los dos países –son las denominadas “open season”– con dos horizontes temporales en los años 2013 y 2015. Para el año 2013, la “open season” se realizó a finales del año 2009, resultado de la cual reforzará la conexión con Francia por Larrau con una capacidad máxima de 5,5 bcm en



ambos sentidos, ampliando la conexión Irún-Biriatou para el año 2015, en el que ha habido una clara demanda de los agentes del sistema para ampliar la capacidad de dicha conexión en 2 bcm /año, a partir de ese año.

En el año 2015, la capacidad de interconexiones totales con Portugal y Francia podría situarse en 13,5 bcm/año (6+7,5), es decir, del orden de un tercio del consumo estimado, lo que representa un paso muy sustancial para nuestro sistema gasista. En este contexto, resulta importante la interconexión del País Vasco con Francia. Si a ello unimos las infraestructuras de regasificación y almacenamiento, la CAPV tiene en su territorio una buena base que se puede aprovechar y potenciar.

Decíamos que en infraestructuras el reto es el desarrollo y la ampliación de los almacenamientos subterráneos. En el País Vasco, el almacenamiento de Gaviota, y su ampliación a 1,6 bcm, y la futura puesta en operación de los almacenamientos de Yela y de Castor, situará en su conjunto, nuestra capacidad de almacenamiento en un porcentaje más confortable que hace un lustro, pero ello no debería llevarnos a bajar la guardia, dado al papel que para la flexibilidad operativa y la seguridad de suministro tienen los almacenamientos.

Así pues, en infraestructuras: recuperación de inversiones, interconexiones internacionales (Irún-Biriatou), desarrollo y ampliación de almacenamientos subterráneos, sin olvidar las infraestructuras de ampliación o refuerzo de tanques de almacenamiento y de transporte por la Cornisa Cantábrica.

El segundo gran bloque que supone un reto y una oportunidad es el de los mercados del gas. En mi opinión son varios los aspectos a tener en cuenta. Primero, el precio del gas se fija en los mercados internacionales, en una parte muy sustantiva en relación con el precio del crudo del

petróleo, y en otra en función de mercados regionales de gas, los denominados “Hubs”, bien sean en Europa o en los Estados Unidos (siendo aquí el más conocido el de “Henry Hub”). Asimismo dos elementos son y serán claves para entender la dinámica y la formación de precios: el primero el desarrollo del gas no convencional, cuyo efecto más que por desarrollos de producción en Europa lo será por la influencia de los precios y de la oferta de gas en EE.UU. y consecuentemente en el resto del mundo; y el segundo el gas natural licuado, que en si mismo ya ha demostrado tener efectos en ciertos mercados regionales.

La interrelación de aspectos en el mundo del gas, como en la energía en general, es muy acusada. Previsiblemente, se formarán y desarrollarán más centros que, en principio, competirían por constituirse en base para plataformas de comercio y de intercambio de gas. Aquí, las infraestructuras de País Vasco (regasificación, almacenamiento, transporte e interconexiones), constituyen una muy buena plataforma para facilitar la comercialización de gas, de forma similar a otros “hubs” europeos o internacionales.

Desde el punto de vista del progreso y desarrollo de las redes eléctricas, el factor determinante ha sido, quizás, el de mejorar la continuidad y la calidad de suministro.

REDES ELÉCTRICAS Y “SMART GRIDS”

En el mundo energético es habitual centrar los análisis y los debates, o reflexiones públicas, en el ámbito eléctrico y dentro de éste, en la generación. El transporte y la distribución eléctrica se perciben más bien como un elemento pasivo. En la concepción tradicional, las centrales eléctricas de generación van aprovechando el mayor tamaño de las economías de escala, y se concentran y ubican en áreas reducidas, llevando la energía desde allí a los puntos de consumo.

Desde el punto de vista del progreso y desarrollo de las redes eléctricas, el factor determinante ha sido, quizás, el de mejorar la continuidad y la calidad de suministro. La medida más habitual de ésta, es el Tiempo de Interrupción Equivalente de

la Potencia Instalada, que ha mejorado de 9,6 horas en el año 1997 a 1,6 horas en el año 2008. A ello han contribuido las mejoras en la arquitectura de la red, la estandarización de líneas y subestaciones, la incorporación de sistemas de adquisición de datos, y la monitorización de estados y sistemas de control que han requerido inversiones para la mejora y extensión de las redes.

Desde hace años, se viene hablando de la importancia de incorporar más el lado de la demanda para que ésta participe recibiendo señales de precio, y por otra, de la necesidad de incorporar la gestión de unidades de generación de “pequeña” potencia: eólica, fotovoltaica, cogeneración, microgeneración, etc.

Por un lado, se trataría de que millones de puntos de suministro sean conocidos con detalle y en tiempo oportuno, y por otra, que la generación no concentrada, dispersa, distribuida, o cercana a los puntos de consumo, puede ser gestionada para mejorar la seguridad, e integrar más plenamente ese tipo de energías.

Así pues, evacuación de energía de las renovables e integración de la misma en las redes, operaciones automatizadas, implantación “masiva” de dispositivos de monitorización y control, en las que entran los sistemas de control de potencia, el desarrollo del almacenamiento de electricidad -mas allá de las centrales de bombeo-, y la medición más “detallada”, en tiempo real. No parece que estemos a la espera de cambios científicos o tecnológicos radicales. La tecnología ya está disponible para avanzar de forma decidida. Los despliegues en proyectos de I+D, por ejemplo los CENIT relacionados con este asunto, también existen y están en curso. Los proyectos reales a escala importante como el proyecto BIZKAIA, en el País Vasco, con un importante presupuesto empiezan a dar sus primeros pasos.

No cabe duda de que este tipo de proyectos son iniciativas muy positivas y suponen

un importante esfuerzo de inversión, de gestión y de iniciativas políticas y empresariales. Además, los proyectos piloto se plantean desde la prudencia y una cierta cautela ya que permiten ensayar y probar en una escala real, (pero relativamente reducida, si se miran los planteamientos a más medio y largo plazo), y por tanto aprender y trasladar ese aprendizaje a los proyectos futuros de mayor volumen, despliegue y alcance.

Por tanto cabría preguntarse, si en este campo de las redes “inteligentes” y mirando al futuro no deberíamos definir una política energética e industrial. Puede decirse que se han dado pasos. Básicamente se sabe lo que hay que hacer desde el punto de vista técnico y se ha avanzado en aspectos regulatorios concretos, por ejemplo con la obligación de instalación de contadores inteligentes antes del año 2018. Asimismo existen los proyectos de I+D+i y los proyectos piloto a los que nos hemos referido.

Avances importantes, pero que se podrían calificar de parciales, desde la visión de ese deslumbrante futuro de unas redes inteligentes. Desde hace unos años estamos acostumbrados a que en el mundo de las tecnologías tengamos mapas y hojas de ruta. Con la ayuda de las plataformas tecnológicas definimos “Ex-ante” la ruta a recorrer en nuestro caminar. Pero el camino -la senda- puede impedirnos ver el entorno y el paisaje. Me explico: podemos tener la tecnología, podemos conocer la senda, pero también podemos olvidar que el entorno institucional, económico, regulatorio o empresarial, necesita también su orientación y su impulso.

Me refería al comienzo a la conveniencia de definir y disponer de una política energética “comprensiva”, con visión de conjunto. En este sentido, podemos también incorporar una visión coordinada con la política industrial, que incluya de forma amplia los aspectos clave del desarrollo de las redes inteligentes.

Podemos tener la tecnología, podemos conocer la senda, pero también podemos olvidar que el entorno institucional, económico, regulatorio o empresarial, necesita también su orientación y su impulso.



Para avanzar en la definición y promover el impulso, sería conveniente identificar las inversiones necesarias para un desarrollo de conjunto y global de implantación de esa visión y su financiación. Respecto a este último punto, creo que son necesarios, unos datos y una reflexión.

Los datos se refieren a la estimación de las inversiones necesarias, y aquí parece que no tenemos datos publicados con un alcance más global, y que podría ser más estimulante. Tenemos una referencia que nos puede suscitar algunas reflexiones. Se trata del estudio del “Electric Power Research Institute”(EPRI) que estima, para los EE.UU, los costes y los beneficios de las “Smart Grids”. Dada la naturaleza de los mismos, considera un periodo de 20 años en el que, las inversiones globales, ascienden a miles de millones de dólares; y los beneficios esperados a cifras que son de 4 a 6 veces superiores a las inversiones. El estudio también identifica a los inversores, a los que les corresponde pagar, y a los que se benefician, que son “partes interesadas” distintas, y si la repercusión del esfuerzo recae en el consumidor, el precio de la electricidad debe subir.

Teniendo en cuenta esta reflexión y si las inversiones en redes del futuro son necesarias y tienen ventajas en esferas diversas, quizás de-

berían identificarse y anticiparse las inversiones estimadas y su coste. Posiblemente ayudaría a definir las mejores políticas de desarrollo tecnológico industrial y de financiación, y a desarrollar en el futuro despliegues más ambiciosos.

Parece necesario potenciar nuestras posibilidades. Hay empresas, instituciones y centros de investigación en el País Vasco y en España, que bien pueden liderar, si hay un marco de actuación idóneo, estos desarrollos. Pero para que las implantaciones avancen y cobren tamaño e impulso, parece que conviene hablar ya de una etapa que nos adelante al futuro. Convendría, al igual que lo ha hecho el EPRI, estimar su alcance global, sus inversiones y la mejor forma de su financiación y pago. Para ello el impulso de las políticas energética e industrial parecen claves.

Finalmente,
pero no menos importante,
que el énfasis en las renovables,
no nos lleve a perder la visión de
conjunto del mundo energético,
en el que también existen retos y
oportunidades.

SOLVITUR AMBULANDO

Me he permitido titular el artículo con esta frase de Patrick Leigh Fermor, sacada de un libro, que ahora se cita con motivo del fallecimiento del escritor y del obligado repaso a su vida y a sus obras.

La idea del “Solvitur Ambulando”, es que hay cosas que se resuelven caminando. Si una cosa es clara, es que en la Unión Europea tenemos trazado un camino en renovables, con fecha de llegada y objetivo fijado.

Hemos de recorrer la senda, pero como nos está demos-

trando el camino recorrido, y nos enseña la “naturaleza” del mundo energético, surgirán temas que deberemos de ir resolviendo.

Aventurándome a decir lo que nos puede ocurrir en el “ambular”, me gustaría finalizar con tres reflexiones, sin que el orden que sigue refleje su importancia relativa.

La relevancia de la economía, es decir de las inversiones necesarias, y de encontrar la forma eficaz de su financiación y pago.

La necesidad de definir un esquema empresarial, institucional y de financiación para que las redes del futuro impulsen la innovación y el desarrollo industrial con un grado cualitativo y cuantitativo que nos diferencie y nos posicione mejor para un futuro que ha empezado ya.

Finalmente, pero no menos importante, que el énfasis en las renovables, no nos lleve a perder la visión de conjunto del mundo energético, en el que también existen retos y oportunidades.



1235