



# **INFORME**

## **La energía y la innovación como vectores de la recuperación industrial y económica**

**Madrid, 30 de Noviembre de 2015**

# ÍNDICE

## PRESENTACIÓN

### **PARTE 1ª. Captura, almacenamiento y valorización del dióxido de carbono**

1. INTRODUCCIÓN
2. DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA
  - 2.1. Captura de dióxido de carbono
    - 2.1.1. Procesos de post-combustión
    - 2.1.2. Procesos de pre-combustión
    - 2.1.3. Oxicombustión
    - 2.1.4. Combustión con portadores de oxígeno.
  - 2.2. Transporte de CO<sub>2</sub>
  - 2.3. Empleo de CO<sub>2</sub> como materia prima
  - 2.4. Almacenamiento de CO<sub>2</sub>
3. MARCO DE IMPLANTACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS
  - 3.1. Programas existentes
    - 3.1.1. Unión Europea
  - 3.2. Obstáculos a superar
  - 3.3. Perspectiva temporal

### **PATE 2ª. El autoconsumo con energía solar fotovoltaica**

1. INTRODUCCIÓN
2. ANTECEDENTES
  - 2.1. El marco de referencia europeo
  - 2.2. El marco de referencia español
    - 2.2.1. Despegue de la energía fotovoltaica en España
    - 2.2.2. Evolución de la normativa española
3. PERSPECTIVAS DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN EL AUTOCONSUMO
  - 3.1. Regulación de los modelos de autoconsumo
  - 3.2. Las diferentes regulaciones europeas

## CONCLUSIÓN

## **PRESENTACIÓN**

El dióxido de carbono generado por las centrales eléctricas y por los procesos industriales basados en combustibles fósiles, tiene una contribución significativa en el continuo aumento de la concentración de este gas en la atmósfera. La preocupación por el cambio climático condujo a un gran número de naciones a crear, a finales del siglo XX, la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Con ella, se inicia una senda de compromisos a nivel global, con responsabilidad común pero diferenciada, que establecen metas, en ocasiones vinculantes y otras veces sólo orientativas. La Unión Europea (UE) ha establecido objetivos ambiciosos para hacer una transición a un sistema energético sostenible en Europa. La seguridad del suministro o la generación eléctrica sin emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050 son desafíos dirigidos tanto a la innovación europea en ciencia y tecnología como a las administraciones y responsables políticos.

En la primera quincena del siglo XXI, los costes de generación de energía eléctrica con tecnología solar térmica y fotovoltaica han sido significativamente mayores que los costes de generación con tecnología eólica terrestre y con las actuales tecnologías basadas en combustibles fósiles. La captura y almacenamiento de carbono es un componente importante de muchas estrategias nacionales, europeas e internacionales para combatir el cambio climático. Con esta tecnología se puede reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la captura del dióxido de carbono generado por grandes fuentes puntuales antes de que se libere a la atmósfera, y luego transportarlo a un lugar seguro de almacenamiento. Sin embargo, se dispone de muy poca experiencia sobre esta operación a escala comercial.

Se necesitan avances importantes en tecnologías de energía renovable y en los métodos de captura y almacenamiento de dióxido de carbono para alcanzar los objetivos propuestos por la Unión Europea. También se necesita que los responsables políticos establezcan planes e incentivos que permitan a las distintas tecnologías de generación competir en el mercado de la electricidad.

La Fundación de la Real Academia de Doctores de España incluyó, entre sus objetivos para 2015, la realización de un estudio sobre «La energía y la innovación como vectores de la recuperación industrial y económica». Este informe ha sido encargado por la Real Academia de Doctores de España a un grupo de expertos con el

fin de analizar dos tramos del camino tecnológico que conduce hacia un sistema energético sostenible y que ayuda a mejorar la seguridad energética en Europa. La primera parte del informe se dedica a describir el potencial de la captura y almacenamiento de dióxido de carbono para contribuir a los esfuerzos destinados a descarbonizar significativamente el sistema eléctrico y alcanzar objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. En la segunda parte se analizan las posibilidades y desafíos del desarrollo de la generación de energía distribuida, únicamente, mediante tecnología solar fotovoltaica. Esperamos que este informe sea una contribución útil para el debate actual sobre las innovaciones tecnológicas que podrían incorporarse al sistema de generación de energía eléctrica y sobre decisiones administrativas que deben tomarse para competir en un mercado que debe alcanzar los objetivos establecidos por la Unión Europea.

El Grupo de Trabajo inició su actividad en marzo de 2015 y está formado por los siguientes miembros:

- Académicos de la Real Academia de Doctores de España  
M<sup>a</sup> del Carmen Clemente Jul  
José Luis Díaz Fernández  
Pedro Rivero Torre  
Arturo Romero Salvador (Coordinador)  
José Sierra López
- Expertos del Sector Energético  
José Donoso Alonso. Unión Española Fotovoltaica  
Eduardo González Gómez. FCC. Energía y Sostenibilidad.  
David Serrano Granados. Instituto IMDEA Energía

Nota. El informe se basa en las aportaciones y discusiones del Grupo de Trabajo y en consecuencia, no implica que cada uno de sus miembros comparta todo su contenido.

## **PARTE 1ª. Captura, almacenamiento y valorización del dióxido de carbono**

### **1. INTRODUCCIÓN**

El CO<sub>2</sub> representa el 77% de la contribución humana al efecto invernadero en la última década. Los combustibles fósiles siguen constituyendo la parte fundamental del mix de energía primaria mundial. En 2013 el petróleo, el gas natural y el carbón aportaron el 87% del total de la energía consumida, lo que provocó unas emisiones de CO<sub>2</sub> de 35Gt. Desde 2004 a 2011, las emisiones globales de CO<sub>2</sub> procedentes del uso de la energía se incrementaron un 26%. Las plantas de obtención de energía aportan el 55% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>, el transporte el 23% y la industria el 19%.

La cantidad total de carbono en el planeta es constante y su distribución entre la litosfera, atmósfera y biosfera se mantuvo en equilibrio hasta el advenimiento de la civilización industrial. Las vías naturales de fijación del dióxido de carbono- la fotosíntesis realizada por las plantas y la formación de carbonato cálcico en los océanos- no son suficientes para absorber el CO<sub>2</sub> generado en las últimas décadas. Este desequilibrio entre emisiones y captura ha dado lugar a un aumento continuado de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera y al crecimiento simultáneo de la temperatura media de nuestro planeta. Durante las últimas décadas el incremento de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera ha tenido lugar a un ritmo medio de hasta 2 ppm/año. Así, hemos pasado de unas 320 ppm en 1960 hasta superar las 400 ppm en el año 2014 (concretamente 401,3 ppm en abril de 2014, según datos registrados en la estación de Mauna Loa en Hawaii). De mantenerse este ritmo en menos de 25 años, es decir antes del 2040, se alcanzará una concentración de 450 ppm, valor que en numerosos estudios y proyecciones se considera como el límite para evitar alteraciones irreversibles y muy graves en el clima de nuestro planeta.

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) estima que la atmósfera puede alcanzar 570 ppmv de CO<sub>2</sub> en el año 2100 y provocar un calentamiento global de consecuencias catastróficas. Recomiendan que el aumento medio de la temperatura global se limite entorno al 2° C - 2,4° C por encima de los niveles pre-industriales con los que disminuiría la probabilidad de que se produzcan las catástrofes ambientales que predicen los modelos. Para no superar esta cifra debería estabilizarse la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, según datos del IPCC, en 450 ppm, lo que se conseguiría disminuyendo las actuales emisiones de GEI hasta alcanzar una reducción

del 50 al 80 por ciento en el año 2050. La próxima Cumbre del Clima que se celebrará en París los primeros días de Diciembre de 2015 debe dar pasos significativos y alcanzar acuerdos entre los países desarrollados, OCDE, y los grandes emergentes como China, India etc.

Hay tres opciones para disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera:

- Reducir la intensidad energética: usar la energía con mayor eficiencia
- Reducir la intensidad de carbono: menor uso de combustibles fósiles
- Aumentar la retención del CO<sub>2</sub>: desarrollar tecnologías que restablezcan el equilibrio de la distribución de carbono en el planeta.

Aunque se desarrollen procedimientos que permitan utilizar la energía con mayor eficiencia y se aumente la participación de las energías renovables en el mix energético, seguirá necesitándose la contribución de los combustibles fósiles, principalmente, en la generación de energía eléctrica y en el sector transporte. Por tanto, seguirá existiendo una fuente de CO<sub>2</sub> cuyo destino más natural es la atmósfera y deberán potenciarse los procesos que aceleran la fijación de carbono en la hidrosfera, en la litosfera o en la biosfera para restablecer el equilibrio en la distribución de CO<sub>2</sub> entre los compartimentos ambientales.

Los procesos que permiten secuestrar CO<sub>2</sub>, antes o una vez emitido a la atmósfera, pueden ser naturales -forestación, fertilización del océano, carbonatación mineral- y artificial, como la inyección en formaciones geológicas o en el océano y la utilización de este gas como materia prima para fabricar productos carbonados. El secuestro de dióxido de carbono permite mitigar el impacto ambiental de este gas de efecto invernadero y, a la vez, utilizar fuentes de energía convencionales basadas en la combustión. Por tanto, puede considerarse una solución hasta que los combustibles fósiles sean sustituidos por fuentes de energía renovable.

Actualmente se considera que la captura y almacenamiento de carbono (CAC) es la tecnología más adecuada para disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de combustibles fósiles a la atmósfera.

## 2. DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA

### 2.1. Captura de dióxido de carbono

Entendemos como captura de dióxido de carbono en los gases de combustión de centrales térmicas, o de otras instalaciones que lo producen en procesos de oxidación

de material hidrocarbonado, a las operaciones que se realizan para disponer de una corriente de gas con elevada concentración de este componente. Esta corriente debe transportarse hasta el lugar destinado para su almacenamiento o para su utilización como materia prima de la industria química. El resto de los gases, libres del CO<sub>2</sub> formado en la combustión, puede emitirse a la atmósfera sin que la generación de energía con combustibles fósiles contribuya al calentamiento global del planeta.

La concentración de CO<sub>2</sub> en los gases de combustión depende del combustible utilizado. Mientras que al utilizar carbón la concentración varía entre 12 y 15 % moles CO<sub>2</sub>, con gas natural este intervalo varía entre 3 y 4 % moles CO<sub>2</sub>. También la concentración de CO<sub>2</sub> es elevada en las corrientes de escape de una gran variedad de industrias como la del refino de petróleo (8-9 % mol de CO<sub>2</sub>), la producción de cemento (14-33 % mol de CO<sub>2</sub>) o la obtención de hierro y acero (20-44 % mol).

La complejidad del proceso de captura del CO<sub>2</sub> depende de la dificultad de separarlo del resto de los gases y de las características del proceso de combustión. Para efectuar la separación del CO<sub>2</sub> presente en los gases de combustión se dispone de diferentes técnicas como absorción, adsorción, destilación criogénica o membranas.

Tecnologías de combustión a las que puede aplicarse el proceso de separación de CO<sub>2</sub>:

- Procesos de post-combustión
- Procesos de precombustión
- Procesos de oxicombustión
- Procesos de combustión química

#### 2.1.1. Procesos de post-combustión

En el proceso de post-combustión, se debe separar el CO<sub>2</sub> de una corriente de gases de combustión que contiene NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>. Una manera de hacer la captura mediante post-combustión es utilizar absorción química con monoetanolamina (MEA) como técnica de separación. Principales características de este proceso:

- Tecnología madura: se ha utilizado ampliamente en la industria del gas natural durante más de 60 años.
- Produce un flujo de gas que contiene CO<sub>2</sub> relativamente puro.
- Elevado consumo de energía: podría consumir entre un cuarto y un tercio del vapor total producido por la planta, reduciendo su capacidad de generación por la misma cantidad.

- Coste elevado: podría incrementar el coste de la producción de electricidad hasta un 70%.

Tecnologías de separación alternativas a la absorción con aminas: separación con membranas de gases y uso de materiales porosos especialmente diseñados para la captura de CO<sub>2</sub> por adsorción.

### 2.1.2. Procesos de pre-combustión

En una primera etapa se transforma el combustible en una mezcla de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>. El reformado con vapor es el proceso que permite transformar el gas natural en esta mezcla de gases. En una segunda etapa se separan el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub> de los gases formados en la primera etapa. El hidrógeno se utiliza como combustible para una turbina de gas o para generar energía eléctrica en una pila. Mediante la gasificación, oxidación parcial, de carbón se obtiene un combustible gaseoso, gas de síntesis, que está formado por una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono. El gas de síntesis se utiliza como combustible en una planta similar a las tradicionales plantas de energía de ciclo combinado. Para separar el CO<sub>2</sub> se pueden utilizar varios procesos: absorción con monoetanolamina, absorción física por oscilación de presión (PSA) y membranas de gases.

La captura del CO<sub>2</sub> por precombustión se podría aplicar a una amplia variedad de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, permitiendo además la decarbonatación no sólo de las emisiones procedentes de las grandes centrales térmicas y/o industrias, sino también del sector del transporte, puesto que la transformación del combustible de partida en hidrógeno, acoplado a procesos de separación del CO<sub>2</sub>, daría lugar a la obtención masiva de hidrógeno que se podría utilizar como combustible limpio en el sector de automoción.

Principales características de este proceso:

- Consumo de energía moderado: menor que el de captura de post-combustión.
- Eficiencia media: mayor eficiencia que las de post-combustión.
- Produce un flujo de gas que contiene CO<sub>2</sub> relativamente puro.
- Coste moderado: el coste de la producción de electricidad aumenta un 25%
- Opción para nuevas plantas.
- Tecnología no madura: puede reducirse el coste de producción al 10%.

### 2.1.3. Oxicombustión

La combustión se lleva a cabo por reacción de combustible con oxígeno puro por lo que es preciso separarlo del nitrógeno del aire. Para controlar el nivel de la temperatura de combustión, se recicla una parte de gas de salida del horno. La corriente de gases de escape no contiene nitrógeno ni sus derivados y el dióxido de azufre y las partículas pueden eliminarse con tecnologías convencionales. El gas obtenido después del proceso de depuración, una vez seco, es dióxido de carbono de elevada pureza. Principales características de este proceso:

- Es una tecnología de reciente aparición: tecnología no madura.
- No se necesita un proceso de separación de CO<sub>2</sub> en la corriente: puede ser comprimido para su almacenamiento o transporte.
- No se necesitan técnicas de depuración de NO<sub>x</sub>
- La caldera es de menor tamaño: en lugar de aire se utiliza oxígeno.
- El sistema de depuración es sencillo.
- El aumento de la concentración de SO<sub>2</sub> en la corriente de gas de escape aumenta la corrosión de los equipos.
- La separación de los componentes del aire supone entre el 23% y el 37% de la energía producida.
- La inversión es del orden de 2.700 \$/kW

### 2.1.4. Combustión con portadores de oxígeno.

Este tipo de combustión se conoce también como combustión en lazo o bucle químico, puesto que se basa en el empleo de un material que opera de forma cíclica y que actúa como portador de oxígeno entre el comburente y el combustible, evitándose el contacto directo entre ellos. Normalmente, el portador de oxígeno es un compuesto metálico que experimenta sucesivamente transformaciones de oxidación y reducción. Para ello, se suele trabajar con dos reactores de lecho fluidizado en paralelo. En uno de los reactores se produce la oxidación del metal con aire y en el otro la oxidación del combustible por reacción con el óxido metálico. Transcurrido un cierto tiempo, se cambian las alimentaciones a los dos reactores, introduciéndose combustible al primero de los reactores y aire al segundo.

Con este esquema se evita que el combustible entre en contacto directo con el aire, por lo que los gases de combustión (CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O, mayoritariamente) no están diluidos en nitrógeno, a diferencia de lo que sucede en un sistema de combustión

convencional. El CO<sub>2</sub> se puede separar fácilmente del agua por condensación de este último, generándose una corriente de CO<sub>2</sub> de elevada pureza. Una ventaja adicional de los sistemas de combustión con portadores de oxígeno radica en su mayor eficiencia energética como consecuencia de la reversibilidad de las dos reacciones redox, respecto de lo que sucede en un sistema de combustión directa. Se trata de una tecnología que, por tanto, ha despertado bastante interés recientemente, aunque todavía presenta limitaciones para su comercialización, fundamentalmente en relación al coste del material utilizado como portador de oxígeno y de su ciclabilidad durante periodos prolongados de operación.

## 2.2. Transporte de CO<sub>2</sub>

La principal opción de transporte de CO<sub>2</sub> desde la captura al almacenamiento es por medio de gasoductos. El transporte en barcos, especialmente diseñados para este fin, puede ser la mejor opción en circunstancias particulares como pequeñas y remotas instalaciones de almacenamiento en alta mar o cuando las distancias de transporte son muy grandes. Los costes de transporte por tubería están determinados en gran medida por la inversión de capital, son proporcionales a la distancia y sensibles a las economías de escala. Combinando el transporte por gasoductos y buques para almacenamiento en alta mar se podría disponer de una solución rentable y de bajo riesgo, especialmente en las etapas iniciales en las que existen incertidumbres sobre otras instalaciones de almacenamiento.

La compresión de CO<sub>2</sub> puede representar una fracción significativa del consumo adicional de energía que debe asumirse al incorporar la CAC. En el transporte por tubería se necesita que la presión del gas sea elevada (80 a 200 bar) para que pueda funcionar en condiciones supercríticas, lo que supone hasta un 5% del coste de la energía.

Se considera que el transporte de CO<sub>2</sub> por tuberías es el componente cuya tecnología es la más "madura"- están instalados 6000 km de tuberías de CO<sub>2</sub> en América del Norte para transportarlo hasta pozos de petróleo- de los tres que configuran la CAC. Sin embargo, en el transporte de CO<sub>2</sub> en Europa se prevén nuevos problemas debido a que debe realizarse a través de terrenos cercanos a los centros urbanos, al mayor contenido en impurezas y a variaciones del caudal de gas. Una condición que se debe cumplir es la seguridad de las operaciones. La ruptura de tuberías, aunque

improbable, podría liberar rápidamente grandes cantidades de CO<sub>2</sub> y, en circunstancias desfavorables alcanzar concentraciones críticas en los alrededores. Como el CO<sub>2</sub> es un gas asfixiante y tóxico a altas concentraciones, su liberación supondría (concentraciones 10-15%) una amenaza inmediata para la vida. Otros desafíos operacionales surgen como consecuencia de las impurezas contenidas en los flujos de CO<sub>2</sub> ya que pueden afectar a la integridad mecánica del sistema. Estas impurezas dependen de la tecnología de captura.

Cuando se debe transportar el CO<sub>2</sub> procedente de varias fuentes es más barato utilizar una red común en lugar de múltiples redes que unen la fuente con la instalación de almacenamiento. Si las tecnologías de captura son diferentes, puede variar la composición de los flujos de CO<sub>2</sub> dando lugar a efectos indeseables al mezclar las corrientes. Estos problemas se pueden resolver mediante especificaciones de entrada comunes que logren un equilibrio entre el coste y la operación en los componentes de captura, transporte y almacenamiento. Otra opción es limitar la elección de las tecnologías de captura, secado y compresión.

### 2.3. Empleo de CO<sub>2</sub> como materia prima

Entre los usos emergentes del CO<sub>2</sub> de origen industrial, excluyendo los tradicionales, como son la alimentación, el tratamiento de aguas, la extinción de incendios y la recuperación mejorada de petróleo y/o gas, entre otros; destacan sus usos en la industria química (fabricación de carbonatos, polímeros y combustibles sintéticos) y en biotecnología (crecimiento de algas para sintetizar biocombustibles).

El CO<sub>2</sub> puede emplearse como materia prima para fabricar productos como metanol, óxido de etileno, intermedios para la producción de fertilizantes y compuestos químicos de alto valor añadido. No obstante, se trata de aplicaciones con un volumen comparativamente pequeño respecto del total de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. En este sentido cabe mencionar que la suma de la producción mundial de los 50 productos químicos de mayor consumo apenas representa el 10% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>. Este dato comparativo da idea del limitado impacto que pueden tener las opciones de utilización de CO<sub>2</sub> como materia prima.

Aprovechando la radiación solar con tecnologías de concentración se podría disociar la molécula de CO<sub>2</sub> conjuntamente con la molécula de agua para producir una corriente gaseosa de CO y H<sub>2</sub>. El gas de síntesis puede utilizarse como combustible

gaseoso y para producir combustibles líquidos mediante un proceso Fischer-Tropsch o una gran variedad de productos químicos. La obtención de combustibles por conversión de CO<sub>2</sub> vía electroquímica en reactores de electrolito sólido es una alternativa que puede llegar a alcanzar cierta relevancia. Otra opción a considerar como potencialmente interesante es la síntesis de combustibles por hidrogenación de CO<sub>2</sub>, siempre y cuando el hidrógeno empleado tuviera un origen renovable.

Lo mismo que el uso de CO<sub>2</sub> en los procesos químicos, otras tecnologías, como la obtención de biochar, tratamiento de biomasa, cultivo de algas o carbonatación de residuos, también han llegado a la etapa piloto y de demostración. Estos métodos son aplicables sólo si se cumplen ciertas condiciones y, por tanto, su contribución potencial en un futuro próximo probablemente sea muy pequeña. Aunque estos métodos son conceptos importantes para el desarrollo sostenible, y no deben olvidarse como procedimiento a explorar para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, ninguno es comparable (motivos técnicos, económicos y ambientales) en términos de capacidad de reducción de CO<sub>2</sub> con el almacenamiento geológico asociado a su captura y transporte.

#### 2.4. Almacenamiento de CO<sub>2</sub>

El almacenamiento del CO<sub>2</sub> capturado es la etapa final de todo el proceso y ha de cumplir una serie de requisitos en cuanto a capacidad, seguridad, impacto ambiental, estabilidad y ausencia de fugas en el sitio de almacenamiento. Se consideran fundamentalmente tres opciones de almacenamiento: en océanos, en formaciones geológicas profundas y en minerales.

Hoy en día, el almacenamiento en océanos es una alternativa muy cuestionada como consecuencia del fuerte impacto ambiental que podría tener sobre los ecosistemas marinos. La inyección de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> en las profundidades marinas podría dar lugar a un descenso del pH del agua del mar en las proximidades, afectando muy negativamente a la vida en ese entorno.

El almacenamiento en minerales consiste en aprovechar la capacidad de determinados minerales que contienen Ca o Mg para formar carbonatos de elevada estabilidad, lo que evitaría que el CO<sub>2</sub> así almacenado pudiera liberarse a la atmósfera. Aunque la carbonatación es un fenómeno natural, tiene lugar de forma muy lenta, por lo

que en un proceso industrial es necesario trabajar en condiciones severas de presión y temperatura, lo que puede suponer una penalización energética y económica muy importante.

La opción que hoy en día se considera más viable es, por tanto, el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, existiendo una serie de alternativas en cuanto al tipo de sitios de almacenamiento: yacimientos de petróleo o gas agotados, depósitos de carbón que no se pueden explotar por localizarse a gran profundidad y acuíferos salinos. Una de las opciones ya utilizadas es la combinación del almacenamiento geológico con la recuperación avanzada de petróleo puesto que la inyección del CO<sub>2</sub> provoca un desplazamiento del petróleo facilitando su extracción. En todos los casos lo ideal es que en el punto de almacenamiento la temperatura y presión reinantes aseguren que el CO<sub>2</sub> se encuentra en condiciones supercríticas lo que facilita su atrapamiento, aumentando también la capacidad de almacenamiento.

Se prevé que en el futuro seguirá aumentando el empleo de CO<sub>2</sub> para EOR/EGR (Enhanced Oil and Gas Recovery) consiguiendo al final de esta estrategia que el CO<sub>2</sub> ó en su gran mayoría- quede atrapado y almacenado en el yacimiento o en la propia veta. Una alternativa a considerar es el estudio de posibles reservorios naturales de CO<sub>2</sub>, estancos o con escapes de CO<sub>2</sub>, análogos naturales de un Almacenamiento Geológico Profundo de CO<sub>2</sub> (AGP-CO<sub>2</sub>) de origen industrial, desde la perspectiva de un AGP-CO<sub>2</sub>. Para cubrir este objetivo es necesario centrar el estudio en todos los componentes que constituyen el sistema natural, así como las relaciones entre ellos y los procesos que les afectan. Como consecuencia habría que establecer una metodología de estudio para estos sistemas que, aunque aplicable a un AGP-CO<sub>2</sub>, puede modificarse en función de las características y conocimientos previos que se tengan de la zona elegida para la construcción del AGP.

Existen desde hace años un número importante de proyectos de demostración a nivel mundial sobre almacenamiento geológico con el objetivo de obtener datos reales a gran escala sobre la capacidad de almacenamiento y la estabilidad del CO<sub>2</sub> una vez atrapado.

Aunque hay cierta incertidumbre sobre la disponibilidad a nivel mundial de sitios de almacenamiento geológico, las estimaciones realizadas por diferentes

organismos indican que esta alternativa podría evitar la emisión a la atmósfera de una gran parte del CO<sub>2</sub> generado durante las próximas décadas.

### 3. MARCO DE IMPLANTACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

#### 3.1. Programas existentes

##### 3.1.1. Unión Europea

Europa ha demostrado en los últimos tiempos una gran debilidad en materia de seguridad de suministro energético. La gran apuesta por las energías renovables en el continente europeo no ha paliado determinadas crisis energéticas sufridas y agravadas en los últimos tres años. La dependencia del petróleo y del gas natural, los problemas geopolíticos como la primavera árabe, y el conflicto Ucrania-Rusia, han puesto de manifiesto que los combustibles fósiles son a día de hoy todavía necesarios para el abastecimiento energético y suministro de electricidad. Abastecer esta demanda fundamentalmente con un combustible como el gas natural del que la Unión Europea es dependiente de terceros países con riesgo geopolítico pone en peligro el suministro, además de provocar un elevado precio del mercado eléctrico.

En la política energética europea, con su correspondiente trasposición al ámbito español, se marcan objetivos ambiciosos de reducción de emisiones (un 20% para 2020 y la recomendación de un 50% para 2050). Alcanzar estos objetivos supone que todos los estados deben realizar las inversiones necesarias para una mejora de la eficiencia de los sistemas de generación y uso de energía. Las energías renovables, aunque en algunos países como es el caso de España ya gozan de una importante presencia, deben experimentar mayor penetración en el mix de generación. Un factor también muy importante es la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías en procesos de tratamiento de CO<sub>2</sub>, entre los que se encuentran la captura, el almacenamiento y la valorización.

#### 3.2. Obstáculos a superar

Conseguir una economía hipocarbónica atañe a diversos ámbitos. El sector de los transportes, el de la construcción, la industria, la agricultura y, por supuesto, la generación de energía deben acometer cambios en su actividad y efectuar inversiones

que conduzcan a este objetivo. La sociedad se enfrenta a un reto tecnológico que se presenta como una oportunidad de desarrollo de sectores creadores de empleo.

Una de las técnicas para evitar que el carbono llegue a la atmósfera es la captura de CO<sub>2</sub>. El inconveniente radica en el coste energético asociado y en las propias emisiones que origina el proceso. Estas técnicas se encuentran aún en una fase temprana de desarrollo y los efectos a medio y largo plazo del almacenamiento de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> no están claramente establecidos. Además de no ser evidente su repercusión medioambiental, la utilización de estos procesos implica un incremento en el coste de la producción de la electricidad.

Una vez capturado el CO<sub>2</sub>, una alternativa al confinamiento geológico es su valorización, que constituye otra vía de reducción de emisiones, transformando y dando nuevos usos al CO<sub>2</sub> capturado. Se trata de un método de apoyo al almacenamiento, que en ningún caso sería sustitutivo. Puede realizarse un *uso directo o tecnológico*, aunque el dióxido de carbono no sufre ninguna transformación, por ejemplo en la alimentación (bebidas carbonatadas, conservación de alimentos, desinsectación de cereales, etc.), en procesos (aportación de minerales a aguas desalinizadas) o en diversos usos del CO<sub>2</sub> supercrítico (limpieza en seco o la sustitución de disolventes orgánicos). Puede utilizarse también en *usos biológicos* (utilización de CO<sub>2</sub> y energía solar para el crecimiento de biomasa que puede ser usado como biocombustible u otros productos) y en *usos químicos* (transformación del CO<sub>2</sub> por fotosíntesis artificial y reciclado de CO<sub>2</sub> como fuente de carbono para productos químicos y combustibles, como la urea o el ácido acetilsalicílico). En la actualidad sólo el 1% del CO<sub>2</sub> emitido es reutilizado y puesto en valor al utilizarlo en productos de valor añadido. Es necesario, por tanto, encontrar nuevos usos a gran escala. Los elevados costes de captura, separación, purificación y transporte, así como los altos requerimientos energéticos para la conversión química son algunos de los retos a los que debe enfrentarse.

El respaldo de la opinión pública, previa información veraz y transparente sobre la seguridad, a largo plazo, de estas tecnologías emergentes es un aspecto que ha resultado ser, en muchos casos, de capital importancia para la implementación o no de ciertas tecnologías, como las relacionadas con la generación de energía termonuclear y el almacenamiento de sus residuos.

A la hora de establecer una política energética y desarrollar regulaciones que incentiven determinadas inversiones debe de tenerse una visión global y a largo plazo

de sus consecuencias. El caso de España en la gestión de la implantación de ciertas energías renovables ha generado varios problemas que deben tratar de evitarse en el futuro. España fue precursora de un mix de generación eléctrica con un gran peso renovable, con la ventaja medioambiental que ello supone; pero se cometieron errores de planificación cuyas consecuencias se siguen pagando a un alto coste. La implantación de un gran volumen de instalaciones de generación fotovoltaica en una fase muy prematura de su desarrollo tecnológico y en un corto periodo de tiempo conllevó a la importación masiva de productos relacionados con esta tecnología. Así, buena parte de la producción se quedó fuera de nuestras fronteras y por tanto se contribuyó a pagar la curva de aprendizaje de producción de tecnología que posteriormente se ha implantado en muchos países a un coste considerablemente menor. En este sentido, los fallos regulatorios provocaron la asunción de unos compromisos de pago alejados de las estimaciones de costes previamente realizadas, lo que derivó en incrementos en la tarifa que aún hoy tiene repercusiones. Experiencias como ésta deben ser tenidas en cuenta en los planteamientos relativos al análisis de nuevas tecnologías como la que trata este trabajo.

Debería tenerse en cuenta el marco legal y la normativa que regulan las tecnologías CAC. Así, a pesar de que en la UE existe la Directiva 2009/31/CE, y en España la Ley 40/2010 sobre el Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>, que traspuso la Directiva europea al ordenamiento jurídico nacional, dicha Ley deja pendientes, para su desarrollo reglamentario, varios aspectos que pueden generar indefinición y un vacío legal que dificultan la implantación de estas tecnologías. En este sentido, la responsabilidad de las Comunidades Autónomas frente al Estado, o el protocolo de actuación para paliar los efectos de los posibles escapes de CO<sub>2</sub>, entre otros aspectos, no aparecen claramente definidos en la citada Ley.

### 3.3. Perspectiva temporal

Es importante recordar que un desarrollo sostenible se consigue satisfaciendo las necesidades actuales sin comprometer las necesidades futuras; y esto no sólo hace referencia al medioambiente, el plano económico es clave. El impacto sobre la economía dependerá de los instrumentos utilizados para alcanzar los objetivos medioambientales establecidos, por lo que éstos deben establecerse escrupulosamente y estar acompañados de una regulación clara, estable y común. La adopción coordinada

de objetivos de largo alcance y la gestión activa de los riesgos climáticos contribuirían de forma sustancial a modernizar el modelo energético.

Conviene, además, reformar las disfunciones que han evitado un correcto funcionamiento del mercado de carbono (CO<sub>2</sub>). Los bajos precios en los que se ha posicionado su cotización han sido un obstáculo para avanzar en la descarbonización del sistema energético. Sin una adecuada reforma, el sistema de intercambio de emisiones no proporciona señales de inversión en las tecnologías menos emisoras. Resulta fundamental para el desarrollo de las energías renovables, no sólo avanzar en la reducción de sus costes para hacerlas más competitivas, sino también un esquema de valorización de las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas frente a las fuentes de energía (carbón, fuel-oil, gas) emisoras de GEI, basado en el impulso que ofrece el mercado de CO<sub>2</sub> y mecanismos de apoyo competitivos aplicados a nivel europeo o mecanismos de fiscalidad ambiental, establecidos, lo más globalmente posible. Así se configura un marco regulatorio estable que garantice un flujo de inversión suficiente hacia las mismas.

## **PARTE 2ª. El autoconsumo con energía solar fotovoltaica**

### **1. INTRODUCCIÓN**

De todas las tecnologías energéticas la energía fotovoltaica es la que ha protagonizado una evolución más sorprendente en el presente Siglo. De ser una tecnología marginal solo utilizada para electrificación rural o necesitar importantes apoyos económicos ha pasado a ser considerada por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) como la tecnología dominante para el año 2050-

Esta evolución se ha debido al impresionante desarrollo tecnológico llevado a cabo en los últimos cinco años que ha permitido reducir los costes en un 80% y con una tendencia menos acusada pero siempre constante de seguir reduciendo precios. Estos avances han tenido como consecuencia que en algunos concursos internacionales en países con buen recurso natural, particularmente en Iberoamérica y los Emiratos Árabes, las plantas fotovoltaicas han sido las más competitivas con precios en el entorno de los 50 c. de dólar.

No hay mes en el cual no aparezca un informe, ya no de asociaciones ambientalistas o favorables a las energías renovables, sino fundamentalmente de bancos de inversión (Lazard, UBS, Deutsche Bank, etc.) que no solo hablan del potencial de la energía fotovoltaica en el desarrollo de este nuevo modelo de mercado eléctrico sino que también cuestionan las condiciones de continuidad del anterior.

La observación empírica de estas reducciones de precios ha llevado a establecer el principio que se ha dado en llamar Ley de Swanson. Según esta Ley, el precio de los paneles fotovoltaicos se reduce un 20% cada vez que se duplica la capacidad total instalada. Esta creciente reducción de costes de las plantas fotovoltaicas ha hecho que el crecimiento de esta tecnología se mueva de Europa a los países emergentes y su motor ya no sea la preocupación ambiental si no la competitividad.

A los avances realizados por lo que se puede llamar tecnología clásica fotovoltaica, se unen los avances que en otras tecnologías como la de concentración, o las de capa fina o en la introducción de nuevos materiales como la perovskita que pueden provocar ulteriores reducciones de precio.

Las placas fotovoltaicas son el componente que ha visto más reducido su precio, llegando a ser en este momento tan solo un 35% del coste total del proyecto. Otro elemento que en estos momentos está viviendo otra revolución en cuanto a costes, diseño y fiabilidad son las baterías. En estos momentos el ciclo de la innovación es fundamental en la energía fotovoltaica.

Los bajos costes, unidos a su simplicidad tecnológica en comparación con otras fuentes de producción de energía, su flexibilidad y capacidad de adaptación al entorno que permite tanto la gran instalación como el microproyecto doméstico, la capilaridad de su penetración y el ser ambientalmente positiva, han convertido a la energía solar fotovoltaica en una auténtica tecnología disruptiva. La definición tradicional de la *“Theory of disruptive innovation”* de Clayton Christensen, soluciones tecnológicas simples que a través de una mejora progresiva pueden generar nuevos actores del Mercado que ocupan parte del espacio de los actores tradicionales.

De todas las ventanas de oportunidad que se presentan por esta competitividad de la fotovoltaica la que cuenta con un carácter más disruptivo es la que se refiere a su competitividad y capacidad técnica para ser utilizada por los usuarios eléctricos de forma individual o en pequeñas colectividades. En la práctica esta capacidad rompe el concepto de la electricidad entendida como monopolio natural. El autoconsumo con energía fotovoltaica abre la posibilidad de cambios revolucionarios que deben confrontarse con el modelo de producción establecido.

El mercado eléctrico está liberalizado aunque precisa de regulación para la competencia y por tanto depende de las normativas existentes. Las regulaciones hasta ahora, por lo que se refiere a la fotovoltaica, se están caracterizando por su heterogeneidad. Solo muy recientemente, Julio 2015, la Comisión Europea ha publicado un documento de mejores prácticas en el autoconsumo, pero sin carácter vinculante.

## 2, ANTECEDENTES

### 2.1. El marco de referencia europeo

Durante los años 80 del siglo pasado fue creciendo la preocupación de la opinión pública europea por los impactos negativos que sobre el ambiente tenía el consumo de energía producida por combustibles convencionales (Lluvia acida, efecto invernadero, Chernobyl, etc.) lo que presionó a los Gobiernos para intentar buscar soluciones que mejorasen la sostenibilidad ambiental del modelo energético.

El principal problema existente para llevar a cabo estas intenciones era la necesidad de acelerar el desarrollo tecnológico de las energías limpias y el alejamiento de los precios de estas tecnologías con respecto a los que estaban ofertando las convencionales. Se esperaba que el desarrollo de un mercado acelerara los avances tecnológicos, como así fue, y para solventar el diferencial económico la Comisión Europea propuso la creación de una tasa de energía y medioambiente. El objetivo de esta tasa era el de internalizar en los precios de las energías convencionales sus externalidades. En el debate que se suscitó con esta propuesta, diferentes estados consideraron que esta medida perjudicaría la competitividad de la industria europea y se optó por una aproximación diferente: la concesión de una prima a las energías renovables que las hiciera atractiva a los inversores.

Los Estados miembros tuvieron libertad para desarrollar los sistemas de apoyo que consideraran más oportunos. Los sistemas que se implantaron se pueden diferenciar en dos grupos, los que han actuado sobre el precio y los que han actuado sobre la cantidad. Los del primer grupo, los de la familia Feed-In, que aseguraban un precio fijo durante un tipo determinado a los inversores, y se mostraron los más eficientes cuando se habían diseñado correctamente. En otro grupo, de cuota, se utilizaron fundamentalmente mecanismos de mercado como las subastas (Reino Unido, Francia, Irlanda) y los Certificados Verdes (Reino Unido, Italia, Suecia y Bélgica). Ante el fracaso de los sistemas de cuota, las subastas solo consiguieron que se realizaran un 25% de los proyectos y los precios que se obtenían con los Certificados Verdes eran muy superiores a los sistemas de Feed-In, por ello la mayor parte de los países fueron convergiendo a sistemas Feed-In.

En el contexto de la Unión Europea se produjeron dos hitos fundamentales que fueron las Directivas 2001/77/CE y 2009/28/CE de Energías Renovables y el fijar el

objetivo de un 20% de energía primaria renovable para el año 2020. En la figura 1 se muestran la potencia de energía fotovoltaica acumulada que se ha instalado en Europa.

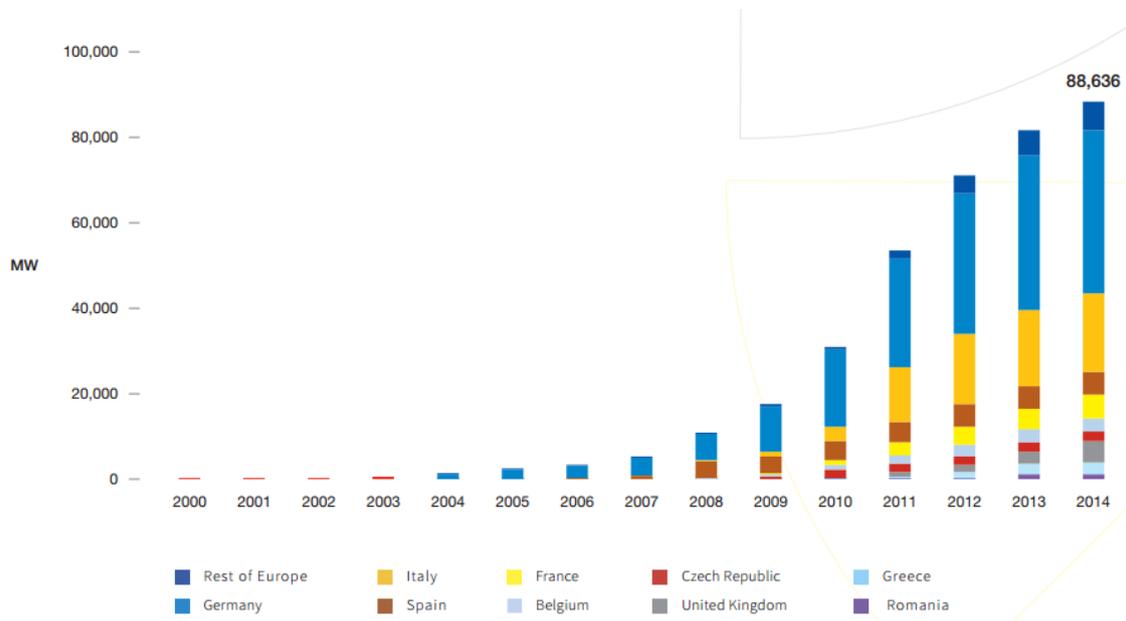


Figura 1. Potencia de energía solar fotovoltaica acumulada instalada en Europa. Fuente: Solar Power Europe

## 2.2. El marco de referencia español

Las características del mercado energético español al principio del presente siglo estaban determinadas básicamente por una fuerte dependencia con respecto al petróleo, el gas, el carbón y la energía nuclear (las renovables representaban menos del 5% del consumo energético global). Esta combinación tradicional de fuentes de energía comportaba una fuerte dependencia de terceros y una falta de sostenibilidad ambiental del sistema energético, incluyendo la emisión de grandes cantidades de dióxido de carbono.

Los factores positivos para revertir esta situación eran la disponibilidad de fuentes renovables de energía a gran escala (una alta irradiación solar, abundantes zonas con viento y amplias zonas del territorio escasamente antropomorfizadas), la existencia de una industria de renovables y vigoroso crecimiento y la presencia de una comunidad

investigadora experta, con grupos bien establecidos que, al menos en el caso de la energía solar fotovoltaica, cubrían por completo la cadena de valor.

En el caso de la energía eólica y solar fotovoltaica, España fue un país pionero tecnológicamente. Cuando, a principios de los 90 del Siglo pasado el mercado mundial era de 2 MW el 50% de la producción de paneles para suministrar esta demanda se producía en nuestro país. El alejamiento de sus costes de producción de los del resto de las tecnologías eléctricas hizo que el crecimiento de este mercado fuera muy lento y limitado a instalaciones no conectadas a la red.

El gran salto comenzó cuando a mediados de la década pasada Alemania y España apostaron por el desarrollo de instalaciones conectadas a la red. Con un doble objetivo, uno ambiental para cumplir los compromisos adquiridos con la Comisión Europea de alcanzar un 20% de energía final con fuentes renovables en 2020 y otro económico destinado al desarrollo de un nuevo sector industrial. (Programa Eldorado en Alemania)

#### 2.2.1. Despegue de la energía fotovoltaica en España

El desarrollo del mercado fotovoltaico había sido muy limitado en España hasta que en 2004 la aprobación del RD436/2004 supuso su impulso definitivo. Este Real Decreto instrumentó un marco económico muy atractivo al modificar la forma de retribuir a las tecnologías de energías renovables. En lo que a la tecnología fotovoltaica respecta, a partir de su aprobación, las instalaciones pasaron a cobrar por la energía evacuada una tarifa que quedó fijada en el 575% de la tarifa media de referencia a percibir durante los primeros 25 años de la instalación y 460% a partir del vigesimosexto año.

Un nuevo impulso se produjo en mayo de 2007, cuando el Gobierno público el Real Decreto RD 661/2007 para la regulación de la producción de energía en el régimen especial. Medida que daba rentabilidad a las instalaciones y que preveía alcanzar el objetivo fijado en el P.E.R 2005/2010 de 450 MW. El RD 661/2007 estableció una tarifa de inyección a red (TIR) del orden de 0,40 €/kWh, dependiente de la potencia nominal de la instalación, revisable anualmente según la inflación durante los primeros 25 años, más una reducción escalonada. Este RD 661/2007 establecía un marco legal que tenía una regla clara de actualización y una garantía a largo plazo, de forma que el sector fotovoltaico experimentó un gran desarrollo.

Tan pronto como se alcanzase el 85 % de este límite (450 MW), un nuevo Real Decreto debería sustituir al antiguo en un período no inferior a un año. Esta meta se había estimado, con bastante optimismo para muchos expertos, que se alcanzaría a finales de 2009, pero para sorpresa del regulador a finales de 2007 ya se habían alcanzado 526 MW instalados, superándose el objetivo fijado para el año 2010. Ya en junio de 2007, la importante actividad desencadenada unos meses atrás había dado lugar a una potencia acumulada nada menos que de 326 MW, así que en septiembre de 2007 se aprobó un periodo de validez de un año para el RD 661/2007.

Se podía haber evitado sobrepasar el objetivo estableciendo en el RD que solo tendrían derecho a la prima los primeros 450MW instalados, en cambio, el RD establecía que la caducidad del sistema de primas se producía un año después de alcanzado el 85% del objetivo. Esta cláusula de cierre del programa, en la práctica, fue un importante error. Una prórroga destinada a dar tiempo a que se terminen los proyectos iniciados debería haber sido inferior al periodo de maduración de los proyectos. Al ser superior, se consiguió el efecto contrario al que se pretendía y este periodo de tiempo demasiado elevado produjo un efecto llamada a nuevas instalaciones.

En la definición de la cláusula de cierre el regulador no tuvo en cuenta las características intrínsecas de este sector (el sector FV se caracteriza por tener unos periodos de maduración muy reducidos, solo unos meses, con unas tramitaciones administrativas relativamente cortas y no existir prácticamente barreras tecnológicas o económicas de entrada, pudiendo participar en el mercado tanto las grandes empresas como los muy pequeños inversores). Como resultado, el objetivo previsto se sobrepasó ampliamente. En septiembre de 2008 la potencia instalada acumulada había alcanzado 3116 MW. Varios factores habían favorecido esta evolución exponencial:

- Ya habían aparecido los primeros síntomas de la crisis financiera, así que muchos inversores estaban buscando productos financieros alternativos.
- El crédito era barato y fácil de conseguir.
- El marco legal permitía construir grandes instalaciones compartidas por muchos pequeños propietarios que compartían servicios (granjas solares).
- La evidencia de que las condiciones empeorarían después de la fecha límite.
- Disponibilidad de condiciones idóneas para esta tecnología dentro del territorio (mucho sol y terreno).

- El cambio del euro con respecto al dólar favorecía la importación de módulos fotovoltaicos para completar la parte que no cubría la industria nacional.

En Alemania la situación fue parecida, pero al contrario que en España el Gobierno alemán continuó su apuesta, modulando los apoyos a la evolución de sus costes. El año pasado alcanzaron los 38GW instalados. El Gobierno alemán ha apostado por un modelo de transición energética (energiewende) a una economía con un 100% de consumo energético renovable, con un objetivo intermedio de alcanzar el 30% en el 2020. El resto de los países comunitarios siguieron esta misma estela de desarrollo de instalaciones fotovoltaicas destacando Italia (18,5 GW), Francia (5,7 GW) y el Reino Unido (5,1 GW).

#### 2.2.2. Evolución de la normativa española

Cuando en septiembre de 2008 se alcanzó la fecha límite, se publicó un nuevo Real Decreto (el RD 1578/2008) que adaptaba la regulación a las características reales del sector. Por primera vez se trataba a las instalaciones sobre cubierta y a las de suelo de forma diferenciada. Se redujeron las tarifas de inyección a red, pero el mayor impacto sobre el mercado lo causó la limitación de la potencia instalada.

El nuevo sistema imponía un registro de pre-asignación que abría cuatro convocatorias al año y un ritmo de reducción de la tarifa del 10 % por año. Con la nueva normativa, la capacidad instalada creció de forma ordenada hasta alcanzar la presente potencia instalada acumulada de 4711 MW.

Con el cambio de Gobierno en Enero de 2012 se decretó una moratoria para nuevos proyectos renovables que paralizó el sector. El Gobierno anunció la sustitución del modelo de promoción de las energías renovables a través de un esquema FIT (de precio fijo) por la promoción de un sistema de autoconsumo con balance neto. Sin embargo, pronto cambió de idea y la aparición de sucesivos borradores de RD de Autoconsumo en los cuales aparecían barreras económicas y administrativas que desincentivaban las inversiones en este tipo de proyectos tuvo el efecto de paralizar casi completamente el sector.

En el año 2014 las nuevas instalaciones se centraron nuevamente en proyectos fundamentalmente fuera de la red con solo 22 MW nuevos instalados. En julio de 2014

se aprobó el RD413/14 que con carácter retroactivo, ahora en litigio, que instrumentaba el régimen económico de las energías renovables. El nuevo marco retributivo establece que las instalaciones percibirán, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía al precio del *pool*, una retribución específica calculada con arreglo a unos valores estándares y basada en instalaciones *tipo*. La retribución específica está compuesta de un término fijo de retribución por inversión ( $R_{inv}$ ) por unidad de potencia instalada y un término variable de retribución a la operación ( $R_o$ ) vinculado a la producción de energía de cada instalación. De estos tres componentes el que más peso tiene es la Retribución a la inversión que supone, aproximadamente, un 80% del total de ingresos de la planta.

### 3. PERSPECTIVAS DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN EL AUTOCONSUMO

El descenso de los precios de la tecnología fotovoltaica permite la utilización del autoconsumo y el desarrollo de la generación distribuida en un escenario competitivo en el que surgen, gracias a los avances tecnológicos en otros campos, redes y ciudades inteligentes que sitúan al consumidor en el centro de las decisiones energéticas. Para un país como España con la base tecnológica desarrollada en el lanzamiento de la energía fotovoltaica, este nuevo escenario abre una ventana de oportunidad para la innovación y el desarrollo económico. Es el tipo de desarrollo que necesita la economía española, sectores con alto valor añadido en los cuales se puede desarrollar tecnología propia. Sin embargo, los desarrollos normativos pueden instaurar barreras económicas y /o administrativas que frenan o retardan el avance del autoconsumo.

El argumento que sustenta la instauración de estas barreras es la repercusión que sobre la recaudación de los costes del sistema tiene el avance de las instalaciones de autoconsumo. El impacto del autoconsumo en un sistema depende de muchas variables, una importante es el porcentaje de los costes estructurales que estén recogidos en la parte fija de la factura eléctrica. Teniendo en cuenta que en un sistema de autoconsumo sin baterías el autoconsumidor continuará pagando el mismo término fijo de la factura, solo deja de pagar la parte de coste de la red de transporte que esté incluida en el término energía. Esta cantidad que se deja de ingresar es la que determina la mayor o menor relevancia para el sistema.

En el caso español, para un consumidor industrial o comercial, la cantidad que se deja de ingresar es de 2 millones de p/año y 7 millones de p/año en el caso de autoconsumidor doméstico, por cada 100MW de autoconsumo instalado. Teniendo en cuenta que las previsiones más optimistas opinan que el mercado español se movería en un entorno entre los 100 y los 200 MW/año, no parece que sean cantidades que puedan poner en peligro la estabilidad del sistema.

También deben considerarse las aportaciones positivas que tiene el modelo de autoconsumo: reducción de las pérdidas de transporte de las centrales convencionales, desarrollo tecnológico, mejora de la balanza de pagos, mejora de la seguridad energética, etc. La competitividad de las PYMES mejora a través de la reducción de sus costes energéticos y, gracias a la capilaridad de su aplicación, la generación de empleo por todo el territorio. Los sectores terciario e industrial son los mejor posicionados para poder utilizar las ventajas de esta tecnología energética porque en sus instalaciones coincide la curva de demanda con las horas de producción. Sin embargo, para las empresas que realizan su actividad dentro del mercado que corresponde al modelo implantado actualmente, se produce una reducción de mercado, un incremento de la competencia y la entrada de nuevos actores en el sector energético.

Con la incorporación del autoconsumo se dispone de dos modelos diferentes para satisfacer la necesidad de energía eléctrica. Un modelo tradicional de concentración de actores en grandes empresas, con la liberalización, paradójicamente, más concentrado a nivel internacional, grandes inversiones en grandes centrales de producción que necesitan costosas inversiones en infraestructuras de transporte. El nuevo modelo es su antítesis porque no hay barreras de entrada y porque cualquier consumidor puede convertirse en productor, con tecnologías simplificadas y pequeñas inversiones. Ambos modelos deben convivir, facilitando la participación de todos los agentes en uno, en otro o en ambos, y optimizando la contribución al suministro de energía de cada uno de ellos.

### 3.1. Regulación de los modelos de autoconsumo

Al analizar las diferentes regulaciones surgen profundas diferencias entre ellas, dependiendo de la respuesta que se haya dado a muchas preguntas que pueden formularse sobre elementos esenciales del modelo. El primer elemento es la regulación

del autoconsumo: ¿Se permite el autoconsumo sin barreras y la posibilidad de regular el intercambio de los excedentes con la red? ¿Existen limitaciones?

Un segundo elemento clave es la regulación de los posibles excedentes: ¿Se permite la valoración de los mismos? En caso afirmativo, ¿Cómo se valoran?

Aceptando que el autoconsumo debe estar guiado por la eficiencia económica y energética el sistema debería promover los diseños de aquellos proyectos en los que coincidan las horas de producción con las horas de consumo. Este planteamiento tiene el inconveniente de que el modelo penaliza al sector residencial en el que no existe esta coincidencia. Hay dos formas de abordar el conflicto entre sectores. Una sería dar unos créditos, con fecha de caducidad, al consumidor para que los pueda intercambiar por suministro de energía en las horas en que la necesite. La otra, darle un valor económico al excedente de energía. En este caso, el valor económico podría ser un valor fijo del cual se deduzcan los costes de utilización de la red, igual que a una central convencional, o el precio pool.

Otros elementos que se deben regular:

- La disponibilidad de baterías tiene una gran repercusión en el sistema eléctrico pudiendo contribuir, entre otros aspectos, a dar estabilidad al sistema y a reducir los picos de la demanda. Su incorporación, cuando se disponga de baterías eficientes, propiciará una nueva situación que modificará el sistema.

- Propietarios de la instalación. Se debería permitir que el propietario del inmueble pueda ser diferente del de la instalación. Esta medida favorecería la participación en el mercado de las empresas de servicios energéticos (ESCOs) y las compañías eléctricas que contribuirán a emplear mejores soluciones tecnológicas.

- Instalaciones colectivas. Para buscar la mayor eficiencia de las instalaciones se debe permitir la posibilidad que se puedan agregar instalaciones colectivas, en particular las instalaciones o los edificios de oficinas. Es necesario dar la oportunidad de participación a todo tipo de consumidores permitiendo la utilización de esta técnica a niveles de edificio, urbanizaciones o polígonos industriales.

- Costes del sistema asumidos por la energía consumida. En este punto no hay acuerdo entre los componentes del grupo de trabajo. Para unos, la energía intercambiada debe hacerse corresponsable de los costes del sistema pero la energía consumida de forma instantánea en los límites de la instalación no debería, dentro de la lógica del mercado, sufrir ningún tipo de gravamen. Lo contrario supondría penalizar la eficiencia energética y una discriminación negativa con respecto a la fuentes de energía convencionales y otras medidas de eficiencia energética. Para otros, la existencia en la factura eléctrica de costes no ligados estrictamente al suministro y la necesidad de recuperar costes pasados (déficit) que corresponden a todo el sistema, que es el deudor, dificulta gravemente la aplicación del modelo de autoconsumo.

Para que el modelo energético pueda desarrollar sus posibilidades es necesario que los procesos administrativos eliminen cualquier necesidad de legalización para las pequeñas instalaciones y lo sustituyan por un sistema de notificación sencillo.

### 3.2. Las diferentes regulaciones europeas

Entrar a describir las diferentes regulaciones sobre el autoconsumo vigentes en Europa es complejo y puede inducir a una gran confusión. Cada país ha implementado su propio modelo y, en algunos de ellos, la coexistencia con sistema Feed-in desvirtúa su análisis.

Quizás por ser el último país que se ha incorporado al autoconsumo se ha basado en la experiencia adquirida en otros países, Portugal dispone de uno de los sistemas regulatorios más interesantes, entre otras razones, porque no tiene déficit acumulado. El sistema implantado fomenta el autoconsumo instantáneo, permite el balance neto y solo lo retribuye al 90% del precio pool. No establece ningún peaje de respaldo hasta que no se alcance el 1% de la potencia instalada total del país y en ese caso sin ningún tipo de retroactividad. La Comisión Europea ha dado un primer paso hacia la armonización de estas regulaciones con la publicación del documento "Best practices on Renewable Energy Self-consumption". En un reciente informe del Gobierno francés sobre el autoconsumo se pone de manifiesto la importancia de la regulación para favorecer un desarrollo adecuado o colocar una barrera a su futuro.

## CONCLUSIÓN

La problemática del cambio climático de origen antropogénico presenta riesgos elevados de alteraciones del clima que pueden tener consecuencias desastrosas para la humanidad. Las emisiones de gases de efecto invernadero hasta niveles superiores a los absorbibles por el sistema tierra han supuesto un aumento rápido de la temperatura media de la atmósfera que en última instancia provocará graves efectos indeseados.

El CO<sub>2</sub> no es el único gas que contribuye al efecto invernadero y al cambio climático y tampoco el más agresivo por unidad emitida, sin embargo es el emitido en mayor cantidad debido a la combustión de minerales fósiles en diferentes utilidades de la energía.

La reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> es un elemento fundamental si se quiere atajar el proceso del llamado "Cambio Climático". Para ello, en principio, se debe limitar al máximo el consumo de energía de origen fósil.

En las últimas décadas se ha impulsado el uso de tecnologías alternativas, no emisoras de gases de efecto invernadero, pero, a pesar de estas medidas, no se ha conseguido absorber con estas nuevas energías el incremento del consumo mundial y el uso de combustibles fósiles sigue creciendo. Por otro lado, la mejora del nivel de vida de la población mundial supone un incremento del consumo de energía, con una elasticidad superior a la unidad en el conjunto de la tierra.

De esta manera y a pesar de los esfuerzos dedicados a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, no se ha conseguido revertir la tendencia de las últimas décadas. Hay que tener en cuenta adicionalmente el retardo entre la emisión y su efecto en la atmósfera (puede estar en el entorno de los 25 años) de manera que atajando ahora el problema no se notará el resultado hasta pasadas unas décadas.

Por todo ello, y para evitar las consecuencias de la emisión futura de CO<sub>2</sub>, es necesario desarrollar tecnologías que permitan el uso de combustibles fósiles absorbiendo o atrapando el CO<sub>2</sub> emitido. Los procesos de "Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>" pretenden reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera en un plazo relativamente corto, a pesar de que se incrementa el uso de combustibles fósiles en la fase de transición hacia una economía que no se base en los combustibles fósiles.

Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> desarrolladas hasta la fecha se han presentado en este informe y pueden contribuir a enfrentarse al reto, pero todas ellas requieren esfuerzos adicionales para alcanzar un nivel de eficiencia que

permita absorber sus costes sin un impacto significativo en la economía del proceso. Hay varios factores que limitan la velocidad de despegue de la CAC como la propia tecnología de captura y la creación de la infraestructura de transporte y almacenamiento. La percepción del riesgo por el público será fundamental para obtener los permisos de estas instalaciones, especialmente las de almacenamiento a largo plazo de dióxido de carbono. A pesar de que pueden esperarse reducciones en el coste de la CAC a partir de los trabajos de investigación y desarrollo y de la curva de aprendizaje, seguirán siendo elevados para que las centrales eléctricas que queman fósiles y procesos industriales las incorporen. El valor de evitar la emisión de una tonelada de dióxido de carbono debe ser suficiente, y suficientemente predecible, para que el sector privado haga las grandes inversiones que requieren estas instalaciones CAC.

El esfuerzo en tecnologías de captura y almacenamiento debe ser financiado con fondos provenientes de la cadena de valor de los propios combustibles fósiles de manera que los productos reflejen su coste real. El desarrollo de un mercado eficiente de derechos de CO<sub>2</sub> contribuiría a este propósito y si ello no es posible deberían desarrollarse figuras impositivas a nivel global. La Cumbre del Clima de París es una ocasión idónea para debatir sobre las distintas fórmulas y alcanzar acuerdos.

El desarrollo de estas tecnologías requiere la colaboración supranacional. La UE coordina las distintas iniciativas adoptadas en el ámbito europeo y las articula con las que se llevan a cabo en otros ámbitos geográficos. España, como se ha señalado, participa en el programa de la UE y, como economía consumidora de combustibles fósiles en un 90% de su cesta energética, todo ello de importación, con un coste exterior equivalente al déficit comercial total, debería participar en la parte, al menos alicuota, correspondiente en estos desarrollos.

Las iniciativas en este ámbito no deben influir negativamente en el esfuerzo que es necesario realizar para evolucionar hacia una sociedad con una economía menos dependiente de los combustibles fósiles.

Se ha producido una aceleración tecnológica en la fabricación de placas fotovoltaicas lo que ha producido una disminución del 80% de su coste. Estos avances permiten que la tecnología fotovoltaica compita en el futuro con otras fuentes de energía para producir electricidad, en instalaciones a gran y a pequeña escala, sin necesidad de ayudas. No son fáciles de prever las implicaciones de esta evolución pero van a afectar, sin lugar a dudas, al abastecimiento eléctrico para consumidores medianos y pequeños.

La aportación de la energía fotovoltaica puede suponer un cambio significativo en la generación distribuida a través del autoconsumo, al permitir que el ciudadano tome la decisión sobre su suministro energético.

El autoconsumo con energía fotovoltaica es el primer eslabón de una cadena que prosigue con el balance neto, la posibilidad de intercambiar los excedentes con la red, la generación distribuida, las redes inteligentes y las ciudades inteligentes, que en pocos años transformará la forma de producir y consumir energía en el ámbito urbano.

Para que esta tecnología pueda desarrollarse y competir sin subvenciones ni primas, es preciso adaptar el marco regulatorio eliminando barreras administrativas que penalicen su uso y, a la vez, estableciendo su contribución a las obligaciones existentes en el sistema de suministro eléctrico.

La Unión Europea ha estado activa para establecer las bases que permitan implantar el nuevo modelo de generación distribuida, llamando la atención sobre las distintas situaciones de partida en cada país y analizando las ventajas e inconvenientes de las soluciones propuestas.

España ha aprobado un sistema de autoconsumo que está resultando polémico y que, seguramente, será objeto de revisión en el próximo futuro.

La ruptura tecnológica que ha supuesto la generación fotovoltaica debe aprovecharse para lo que es necesario adaptar la normativa existente a esta nueva realidad. Algunos beneficios que pueden obtenerse con esta tecnología. Como es una fuente de producción de energía limpia permite contribuir, a la sociedad española, a la consecución de sus ambiciosos objetivos de descarbonización. La flexibilidad para responder a distintos tipos de necesidades y la simplicidad tecnológica permiten la generación de empleo de calidad y de alta capilaridad. Las empresas españolas tienen la posibilidad de incrementar su competitividad reduciendo sus costes y pueden fortalecer un sector tecnológico propio para el que España cuenta con la base adecuada. Probablemente las Pymes y los sectores agrícola y terciario son los que obtendrán mayores beneficios de este cambio tecnológico.