



*Real Academia  
de Ciencias Económicas y Financieras*

Incertidumbres y Retos  
de la Transformación del Sector Eléctrico

La realización de esta publicación  
ha sido posible gracias a



con la colaboración de



Barcelona 2017

## Publicaciones de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras

### Adell Ramón, Ramón

Incertidumbres y Retos de la Transformación del Sector Eléctrico/discurso de ingreso en la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras...Ramón Adell Ramón...y contestación...Alfonso Rodríguez Rodríguez

#### Bibliografía

ISBN-978-84-617-8225-3

I. Título      II. Rodríguez Rodríguez, Alfonso      III. Colección

1. Discursos académicos
2. Energía eléctrica—Aspectos económicos
3. Energía eléctrica—España
4. Empresas eléctricas

HD9685.A2

La Academia no se hace responsable de las opiniones científicas expuestas en sus propias publicaciones.

(Art. 41 del Reglamento)

---

---

Editora: © Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras, Barcelona, 2017

Académico coordinador: Dr. Ramón Poch Torres

ISBN: 978-84-617-8225-3

Depósito legal: B 2892-2017

Nº registro: 2017004284



Acceda a más contenidos en nuestra web corporativa

Esta publicación no puede ser reproducida, ni total ni parcialmente, sin permiso previo, por escrito de la editora. Reservados todos los derechos.

Imprime: Ediciones Gráficas Rey, S.L.—c/Albert Einstein, 54 C/B, Nave 12-14-15  
Cornellà de Llobregat—Barcelona



Esta publicación ha sido impresa en papel ecológico ECF libre de cloro elemental, para mitigar el impacto medioambiental

Publicaciones de la Real Academia de Ciencias  
Económicas y Financieras

# Incertidumbres y Retos de la Transformación del Sector Eléctrico

Discurso de ingreso en la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras  
como Académico Correspondiente para Cataluña, leído el 16 de febrero de 2017,  
por

ILMO. SR. DR. RAMÓN ADELL RAMÓN

*Laudatio* y Discurso de contestación por el Académico de Número

EXCMO. SR. DR. ALFONSO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Barcelona, 2017



## Sumario

Discurso de ingreso en la Real Academia de Ciencias Económicas  
y Financieras como Académico Correspondiente para Cataluña,  
leído el 16 de febrero de 2017 por,

ILMO. SR. DR. RAMÓN ADELL RAMÓN

Incertidumbres y retos de la transformación del sector eléctrico ..... 13

*Laudatio* y Discurso de contestación por el Académico de Número

EXCMO. SR. DR. ALFONSO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Discurso ..... 91

Publicaciones de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras..... 103





ILMO. SR. DR. RAMÓN ADELL RAMÓN





## **RESUMEN**

El crecimiento económico está basado en buena parte en el consumo de energía, en la medida en que ésta constituye un input esencial en la actividad productiva y en la mejora de las condiciones de vida de cualquier sociedad. Desde esta realidad, el trabajo analiza los retos a los que se enfrenta el sector eléctrico en los próximos años, que estarán enmarcados en una total transformación tecnológica.

En la primera parte, se analizan las especificidades del sector eléctrico, destacando el desalineamiento de incentivos de los agentes del sector, las actividades que lo conforman y la mejor forma de configurar los mercados, así como la estructura de costes e ingresos.

En la segunda parte, se describe la situación actual, haciendo hincapié en las inconsistencias y en la problemática del sector eléctrico español. Se estudia cómo ha afrontado el sector eléctrico las transformaciones a lo largo de su historia, a fin de comprender las transiciones que ha experimentado, y cómo éstas han conducido a situaciones comprometidas desde el punto de vista financiero.

En la última parte, se ofrece una visión sobre la potencial evolución del sector eléctrico planteando los principales retos de futuro, y se formulan algunas conclusiones sobre sus principales retos e incertidumbres, algo vital en un sector donde las inversiones son de gran cuantía y tienen una vida muy prolongada, lo que hace imprescindible la participación de la inversión privada en las mismas para poder contribuir con ello al incremento del bienestar colectivo de la sociedad.

### **PALABRAS CLAVE**

Energía, electricidad, economía, mercado, capacidad, competitividad, seguridad de suministro, sostenibilidad, medio ambiente

## **ABSTRACT**

Economic growth is primarily based on energy consumption, as it constitutes an essential input not only to the productive activity, but also to the improvement of the standards of living of any society. From this starting point, this paper analyses the challenges that the electric utility sector will be facing in the coming years in an environment of total technological transformation.

The first part of the paper focuses on the particularities of the electric utility sector highlighting the misaligned incentives of the sector's main players, the activities that define the sector, the most adequate ways of shaping the market as well as the analysis of the costs and revenues structure.

The second part of the paper describes the current situation, emphasizing the inconsistencies of the Spanish electric utility sector. It also covers the sector's historical transformation, with the aim of understanding the transitions that the sector has undergone and how those have led to financially challenging situations.

And finally, the paper offers a view on the potential evolution of the electric utility sector, laying out the main future challenges and uncertainties, drawing conclusions on both. Targeting those elements is key in a sector with long-term investments, where private investment is indispensable in order to ensure its contribution to social welfare.

### **KEY WORDS**

Energy, electricity, economy, market, capacity, competition, security of supply, sustainability, environment

## SUMARIO

<b>Introducción .....</b>	<b>15</b>
<b>1. Las especificidades del sector eléctrico .....</b>	<b>21</b>
1.1 El desalineamiento de incentivos de los agentes del sector eléctrico.....	21
1.2 Las actividades que conforman el sector eléctrico y la manera de configurar los mercados.....	27
1.3 La estructura de costes e ingresos.....	34
<b>2. Breve historia y situación actual del sector eléctrico español..</b>	<b>39</b>
2.1 El origen del sector eléctrico: de las economías de alcance a las economías de escala.....	39
2.2 La irrupción del carbón, el auge y caída del petróleo y la revolución nuclear.....	41
2.3 La privatización y liberalización del sector eléctrico español .	43
2.4 La aparición del déficit y la problemática de definir una política energética en un sector totalmente liberalizado .....	46
2.5 Conclusiones de la evolución del sector eléctrico y situación actual.....	54
<b>3. Prospectiva del sector eléctrico .....</b>	<b>57</b>
3.1 Evolución de la demanda eléctrica.....	58
3.2 Evolución de la oferta eléctrica.....	66
3.3 Evolución de la política energética y de la regulación.....	77
<b>4. Conclusiones.....</b>	<b>81</b>



## **Incertidumbres y Retos de la Transformación del Sector Eléctrico**

Excelentísimo Señor Presidente,  
Excelentísimos Señores Académicos,  
Excelentísimos e Ilustrísimos Señores,  
Amigos, Compañeros y Familiares,  
Señoras y Señores,

*Quisiera que mis primeras palabras acertaran a interpretar exactamente lo que pienso y siento. Agradecimiento y compromiso sinceros son las que mejor lo definen.*

*Agradecimiento a todos los miembros de esta Real Corporación y a su Presidente y maestro, Dr. D. Jaime Gil Aluja, por su invitación a integrarme en la misma como Académico Correspondiente para Cataluña. Constituye un inmenso honor poder ser hoy protagonista de un acto al que tantas veces he asistido como admirado oyente de las personalidades que se integraban en la misma. Sean pues mis primeras palabras para manifestar mi inequívoco compromiso y responsabilidad con esta institución, única Real Academia española que, desde su sede en Barcelona, tiene como misión profundizar en el estudio de las ciencias económicas y financieras y expandir la luz del conocimiento a todos los países.*

*Agradecimiento también a quienes me han traído hasta aquí. En primer lugar, a mi familia, el primer premio que recibí. A mis padres, que me dieron como herencia la formación y la honestidad; a mi esposa Montse, que rema conmigo y me enseña el norte; y a mis hijos Montse y Eduard, cuya calidad humana da sentido a todo lo demás.*

*Tampoco quiero olvidarme de quienes en las distintas facetas de mi quehacer han sido y son maestros y ejemplo, ya sea desde el rigor universitario o desde*

*la excelencia directiva. Personas como los Dres. Roberto García Cairó y Mario Aguer, que apostaron y motivaron a un recién licenciado que quería ser profesor; o como los Dres. José Luis Oller e Isidro Fainé, que me mostraron como el ejemplo y la perseverancia son los mejores aliados para aunar voluntades en torno a un proyecto empresarial.*

*Por último, mi sincero agradecimiento al Dr. Alfonso Rodríguez por haber aceptado tan cariñosamente contestar a mi discurso, pero mucho más por su afecto y confianza durante años. A él debo mi vinculación a la Universidad desde que hace ya 29 años dirigiera mi tesis doctoral, y de él aprendí la inquietud intelectual perenne. Recuerdo hoy el lema que precedía su primer libro de Matemática de las Operaciones Financieras, y que bien podría definir la relevante labor de esta Real Corporación: “Es azogue vivaz el pensamiento; cuando encuentra la paz es que ya ha muerto”.*

*He tenido la fortuna de poder compaginar a lo largo de mi vida la vocación docente con la práctica empresarial. En el ámbito académico, con una carrera en todos los eslabones universitarios que obtuvo en 1995 el satisfactorio colofón de una cátedra de Economía de la Empresa en la Universidad de Barcelona. En el ámbito empresarial, con diversas responsabilidades, primero como directivo y después como consejero, en empresas de muy distintos sectores y tamaños. Considero un auténtico privilegio haber podido vivir en la permanente intersección de dos mundos que se necesitan y realimentan mutuamente. La mejor concreción del conocimiento económico y financiero se encuentra en su aplicación, y la mejor palanca de progreso en la gestión dimana de la investigación científica. Poder convivir con la experiencia de esas dos realidades, y tratar de aunar lo mejor de ambas, ha sido y es un regalo del destino.*

*En cierta forma, mucho tiene ello que ver con el lema que aparece en el escudo y la medalla de esta Real Academia: “Utraque unum” (ambos son uno). Esta divisa, antiguo emblema de la moneda colonial española, simboliza de manera analógica y visible el deseo de unir la investigación y la docencia con la preocupación por las realidades económicas de cada momento y la plena disposición al asesoramiento a las instancias públicas y privadas. Pensar y actuar, teoría y praxis, un binomio sugerente y enriquecedor que ha presidido desde sus inicios mi carrera profesional.*

*Fiel a ese lema, y ante mi primer deber como Académico Electo al tener que redactar el discurso de ingreso, me presento ante ustedes con un trabajo que trata de aunar el conocimiento de la Academia con la praxis de algo tan relevante en nuestras vidas como la energía, y que he titulado “Incertidumbres y retos de la transformación del sector eléctrico”.*

## **Introducción**

Una de las discusiones más candentes entre los economistas en los últimos años se centra en el estudio de los límites del crecimiento. Concluir acerca de si el crecimiento ha alcanzado o no su límite deviene un ejercicio intelectual tan provocador como arriesgado, en la medida en que solamente el futuro confirmará el diagnóstico y podrá corroborar o no en ese debate la célebre expresión de John Kenneth Galbraith cuando afirmaba que los economistas somos “*profetas del pasado*”. Las implicaciones de esta discusión son cruciales para la evolución de nuestra sociedad durante los próximos años.

Si admitimos la posibilidad de que el crecimiento haya alcanzado su límite, el mundo se vería abocado a una situación de estancamiento en el mejor de los escenarios, sino de contracción en el más probable. Larry Summers, entre otros, ha recuperado el término “*secular stagnation*” (estancamiento secular) para referirse a esta situación, utilizando un concepto ya empleado por Alvin Hansen en 1938 al describir la realidad tras la Gran Depresión.

Sin embargo, lo cierto es que más allá de las teorías, la realidad de la historia demuestra que el mundo sigue creciendo. Nuestros modelos mentales, sociales, empresariales y políticos consideran el crecimiento en el largo plazo como un pronóstico cierto avalado por las palancas de la innovación y de la globalización.

En esa preocupación por el crecimiento, el papel de la energía y, más concretamente, de la electricidad es fundamental. La energía es un servicio esencial para el progreso humano, y la importancia de la electricidad en el crecimiento desde finales del siglo XIX resulta evidente de la lectura de la bibliografía que trata esta problemática, ya sea desde una revisión histórica más pesimista como la que hace

Robert J. Gordon en “*The Rise and Fall of American Growth*”, o la perspectiva y más positiva de Erik Brynjolfsson en su obra “*The Second Machine Age*”.

El crecimiento económico está basado en buena parte en el consumo de energía, en la medida en que ésta constituye un *input* esencial en la actividad productiva y en la mejora de las condiciones de vida de cualquier sociedad. Existen múltiples constataciones empíricas acerca de la correlación existente entre crecimiento de la actividad económica y crecimiento de la demanda eléctrica. Es cierto que en los últimos años los avances en la eficiencia energética y la creciente terciarización de la economía española han atenuado levemente esta correlación, pero sigue siendo muy elevada<sup>1</sup>.

En cualquier caso, la electricidad es algo tan vital, tan necesario, que lo hemos acabado dando por supuesto, al igual que la idea de crecimiento. A pesar de ser un elemento fundamental de nuestra sociedad, nos hemos dejado de preocupar por ello, asumiendo que se trata de un bien permanente, casi intrínseco a la propia vida en sociedad. De hecho, si se realizase una encuesta sobre la problemática del sector eléctrico, la respuesta mayoritaria se repartiría entre negar la existencia de cualquier problema, o afirmar que el problema es que la electricidad es muy cara y quizás, en algunos casos, muy sucia.

Sin embargo, la complejidad del sector eléctrico es mucho mayor que la que pueda derivarse de esta aproximación popular:

- Desde un punto de vista técnico, los grandes retos que Edison inauguró persisten, y hoy los sueños vinculados al coche eléctrico o a la innovación en las baterías solares o en los materiales de la construcción empiezan a ser conocidos popularmente.
- Desde un punto de vista social, la electrificación universal en los países desarrollados es un objetivo que se consiguió hace décadas y hoy ya constituye un derecho. De hecho, en los países emergentes, la no universalidad se considera una métrica de su grado de desarrollo. El desarrollo de la civili-

---

1. Cf. COSTA-CAMPI, M. T. (2014). “El proceso de liberalización de la economía española: El caso del sector eléctrico” en Alonso Rodríguez, J. A., Myro, R., Fernandez-Otheo, C. M. y Verga, J., Ensayos sobre economía española: Homenaje a José Luis García Delgado, Civitas, pp. 297-309.



zación va unido al crecimiento del consumo de energía. Y las desigualdades en este punto son elocuentes. Baste mencionar como ejemplo que los 20 millones de habitantes de la ciudad de Nueva York consumen en un año la misma electricidad que los 800 millones de habitantes del área subsahariana.

- Desde un punto de vista económico, no deja de ser un mercado más, donde es necesario gestionar la evolución de un monopolio u oligopolio histórico hacia un mercado donde haya una competencia lo más perfecta posible.
- Desde un punto de vista político, es un sector estratégico que genera tanta incompreensión sobre su funcionamiento como presión para lograr contener sus costes.

Por desgracia, la realidad del sector eléctrico es más difícil y compleja, al estar inmerso en un permanente proceso de transformación. A pesar de ser evidente esa dificultad, el peso del sector eléctrico es tal que no permite excesivas dilaciones en la toma de decisiones. Su importancia vital y sus grandes magnitudes hacen que el acierto o desacierto en su gestión estratégica tenga consecuencias relevantes. Veamos al respecto unos simples ejemplos:

- El sector eléctrico ha acumulado una deuda de 30.000 millones de euros<sup>2</sup> en la última década, y esta situación -como veremos posteriormente- sólo se ha conseguido reducir recientemente.
- Las empresas eléctricas europeas han realizado deterioros en sus balances por valor de 87.800 millones de euros<sup>3</sup>.
- En la mayoría de los países emergentes, las empresas eléctricas están técnicamente quebradas y presentan serios problemas relacionados con los subsidios a la electricidad. Cuando dichos subsidios se extinguen o se reducen, esta situación desemboca en numerosas ocasiones en problemas de fraude y robos de energía.
- En paralelo a los comprometidos datos anteriores, el futuro del sector eléctrico en Europa es todavía más desafiante. Tendrá que transformarse

---

2. UNESA (2015). 2014: Informe Eléctrico, Memoria de Actividades y Memoria Estadística.

3. EDP (2016). Capital Market Day.

para reducir casi totalmente sus emisiones en las próximas tres décadas, acomodar un tipo de gestión de demanda mucho más inteligente, absorber una atomización de las fuentes de generación y, en el proceso, además, deberá suministrar energía a nuevos sectores como el transporte por carretera.

Ante esta situación, como economistas, lo que más debería preocuparnos es que incluso dentro de Europa no existe una visión clara sobre cómo debe evolucionar la configuración del mercado eléctrico.

Por un lado, Alemania abanderó la causa de que un mercado puro de energía, es decir, un solo mercado en que el único producto que se demanda, se oferta y se casa es la energía, es la mejor forma de configurar el sector eléctrico. En el caso alemán, se piensa que añadir cualquier otro tipo de mercado o ingreso sólo aportaría “*deadweight*” (peso muerto)<sup>4</sup>.

En el otro extremo, con la misma vehemencia, y con el criterio de que la garantía a medio y largo plazo no se puede cubrir solamente con un mercado puro de energía, Reino Unido se ha posicionado en las antípodas, apostando por complementar el mercado de energía con un mercado de capacidad, es decir, un mercado en el que el operador del sistema subasta la punta de demanda prevista, compra capacidad con un precio fijo y después paga la energía que realmente se produce.

Entre las dos tesis, multitud de posiciones intermedias, como en el caso español, que constituye un hecho diferencial al combinar un mercado de energía con la existencia de pagos por capacidad, lo que, en ocasiones, en términos de competencia, es considerado como un sistema que discrimina entre tecnologías, no genera un mecanismo de subasta y aplica criterios arbitrarios a la subvención por capacidad.

No existe pues un criterio homogéneo en la tarea de construir un mercado europeo de la energía, que supone un nuevo ejemplo de los retrasos y la dificultad

---

4. No obstante ser éste el criterio básico de construcción del mercado alemán, se reconoce en algunos casos que algunas unidades de generación tengan retribución especial. Dichas unidades se gestionan en el mercado alemán como reserva de capacidad, salen del mercado y son gestionadas por el operador del sistema.

de consensos en la construcción europea cuando ésta debe concretarse en temas específicos e ir más allá de la coincidencia en los objetivos generales.

Además, no puede olvidarse que al plantear estas diferencias estamos ante un debate crucial sobre la evolución del sector eléctrico. En el fondo, se está discutiendo cuál es el modelo a seguir en una de las piezas fundacionales sobre las que se construye toda actividad económica. Construir el mercado en una u otra dirección supone fijar criterio respecto a la diferencia conceptual sobre cómo se definen los incentivos y la formación de precios de un mercado eléctrico.

Para comprender los retos a los que se enfrenta el sector y tratar de proponer algunas soluciones, me propongo desarrollar los siguientes apartados en el presente trabajo:

- Análisis de las especificidades del sector eléctrico, destacando el desalineamiento de incentivos de los agentes del sector, las actividades que lo conforman y la mejor forma de configurar los mercados, así como la estructura de costes e ingresos.
- Para no quedarnos en un plano puramente teórico, es conveniente describir la situación actual, haciendo hincapié en las inconsistencias y en la problemática del sector eléctrico español. Estudiar cómo ha afrontado el sector eléctrico las transformaciones a lo largo de su historia y su situación actual, nos permitirá comprender las transiciones que ha experimentado el sector y cómo éstas han conducido incluso a situaciones de quiebra. De hecho, como ya hemos comentado, el sector eléctrico español acumuló una deuda de 30.000 millones de euros en la última década, algo que condiciona y reduce sus grados de libertad a medio plazo.
- A continuación, ofreceré una visión no exhaustiva sobre la potencial evolución del sector eléctrico planteando los principales retos de futuro, algo vital en un sector donde las inversiones tienen una vida muy prolongada. Con ese condicionante, resulta imprescindible tratar de analizar la prospectiva del sector eléctrico, esto es, entender a qué tipo de transformación se enfrenta el sector y tratar de formular algunas conclusiones sobre sus principales retos e incertidumbres.



## 1. Las especificidades del sector eléctrico

El sector eléctrico es un sector intensivo en capital donde las inversiones tienen una vida útil de entre 20 y 50 años. Esto implica que las inversiones que se han de realizar requieren estabilidad a muy largo plazo. Por ello, todas las decisiones que se tomen en política energética de cara a abordar la transformación del sector deberán realizarse con el mayor consenso posible y con un horizonte que va mucho más allá de una legislatura. Sin embargo, no es menos cierto que las especificidades del sector eléctrico no facilitan alcanzar ese tipo de consenso, por diversas razones:

- a) El desalineamiento de incentivos de los agentes del sector eléctrico.
- b) Las actividades que conforman el sector eléctrico y la forma de configurar los mercados.
- c) La estructura de costes e ingresos.

A continuación analizaremos más en detalle cada una de ellas.

### 1.1. El desalineamiento de incentivos de los agentes del sector eléctrico

Resulta imposible entender parte de la problemática del sector sin comprender quiénes son sus agentes. En particular, es necesario conocer cuáles son sus incentivos y sus inquietudes. Esto último es clave para entender dónde estamos y supone regresar a una visión más clásica de la economía, donde “*la acción humana*” es el centro de la reflexión del economista.

Existen cuatro agentes fundamentales a la hora de entender el sistema eléctrico:

- **El ciudadano** : Es el beneficiario de la electricidad, si bien acaba asumiendo todo el coste, ya sea vía la factura, impuestos o menor dividendo. Para el ciudadano, la electricidad es un derecho universal que se da por supuesto y donde la sensibilidad es superior en términos negativos que positivos. Es decir, es tremendamente crítico con un corte de electricidad, pero no valora

que siempre esté disponible. Esta sensibilidad negativa llega a evidenciarse en las actitudes ante el consumo. Así, por ejemplo, el mismo ciudadano que está dispuesto a hacer cola y pagar 1.000 € por un teléfono de última generación, se quejará por el precio de la electricidad que le permitirá cargarlo, cuando el gasto real que le supondrá será inferior a 50 céntimos de euro al año.

- **La empresa :** Es el agente inversor y operador de la infraestructura del sector eléctrico, y acumula inversiones de cuantía relevante en la economía nacional. Sólo en España las principales empresas del sector tienen unos activos valorados en 87.000 millones de euros<sup>5</sup>.

La empresa se enfrenta a tres preocupaciones fundamentales:

- Primero, poder tener clientes satisfechos. Si no, corre el riesgo de perder ingresos y acabar teniendo penalizaciones.
- Segundo, crear valor para el accionista, mediante un crecimiento sostenido y rentable.
- Por último, tener un marco estable a largo plazo que garantice la retribución de las inversiones y la eficacia de los planes estratégicos.

- **Los políticos y reguladores:** Están encargados de definir la política energética, al establecer la regulación y las reglas de mercado. Su cometido es encontrar un balance entre la seguridad de suministro, la competitividad y la sostenibilidad. Este balance no siempre resulta fácil, ya que el votante desea una electricidad lo más barata posible, y políticas energéticas desacertadas pueden derivar en un incremento de los costes del sistema hasta niveles insostenibles.

- **Los académicos :** Fundamentalmente economistas, cada vez más son prescriptores de políticos y reguladores a la hora de definir cómo deben funcionar los distintos mercados. Su peso es creciente debido principalmente a dos motivos: gozan de una mayor capacidad de conceptualización y ejercen como contrapeso frente a la visión, a veces sesgada, de las empresas del sector.

---

5. UNESA (2015). 2014: Informe Eléctrico, Memoria de Actividades y Memoria Estadística.

El desalineamiento de incentivos de los agentes del sector eléctrico se evidencia en múltiples ocasiones. En el proceso de configuración del sector, observamos distintos casos donde la “incomprensión” del resto de agentes tiene como consecuencia medidas cuestionables en su eficacia. Sin vocación de ser exhaustivo, veamos tres ejemplos relevantes que fundamentan esta afirmación:

- Los contadores inteligentes.
- La eficiencia energética.
- El pago de la política de energías renovables.

#### a) Los contadores inteligentes

En 2018 todos los usuarios españoles tendremos un contador inteligente. Este plan implica una inversión superior a los 2.000 Miles de Millones (MM) € sólo en contadores, sin valorar las inversiones asociadas en infraestructuras de comunicación y sistemas informáticos.

Se argumenta que uno de los principales objetivos del plan de implantación de los contadores inteligentes es la gestión de la demanda. En efecto, al poder saber cuánto consume el cliente final en cada momento, se le puede facturar de manera más equitativa al identificar el consumo en los picos de demanda, que son las horas en que más cara es la electricidad. En teoría, esta señal genera un incentivo al cliente a desplazar demanda de picos a valles, es decir, de horas más caras a horas más baratas.

Sin embargo, en la práctica, si nos centramos en los aspectos puramente de agente, surgen varios problemas que reducen el incentivo del cliente a cambiar sus hábitos:

- Sólo un 13% del consumo eléctrico es susceptible actualmente de ser consumido en otra franja horaria<sup>6</sup>. La televisión, el frigorífico, la luz, e incluso el calentador de agua, no son, *a priori*, gestionables, aunque

---

6. Análisis del consumo energético del sector residencial en España, julio 2011. Proyecto SECH-SPAHOUSEC. IDAE, Secretaría General. Departamento de Planificación y Estudios.

alguna de estas aplicaciones eventualmente se podrá adaptar para primar las horas valle. Sin embargo, esto dependerá más de los esfuerzos que realicen los fabricantes de los electrodomésticos que de la labor de las empresas del sector eléctrico.

- La realidad nos demuestra que el cliente no se siente cómodo con un precio de la electricidad que cambia constantemente. Es más, incrementa una desconfianza estructural en la factura de la electricidad, que ya con dos términos es percibida como demasiado confusa para un consumidor medio.
- Para complicar más la situación, las ofertas de las comercializadoras eléctricas, en no pocos casos, van a introducir precios fijos garantizados, lo que anula totalmente el incentivo a cambiar de hábitos para el cliente final.

En definitiva, estamos ante el caso claro de una medida que desde un punto de vista teórico y político tenía y tiene absoluto sentido, pero que no ha logrado incorporar en su esquema ni la sensibilidad del cliente ni la dinámica competitiva del sector. Es más, si se exige a las comercializadoras hacer un traspaso del precio de la energía, se está limitando severamente la libre competencia al restringir la forma de configurar el diseño de oferta de producto.

## b) La eficiencia energética

Todos los estudios se refieren a la eficiencia energética como el marco que definirá la “energía del futuro”. Se trata de la estrategia que más puede contribuir y de modo más rentable a la consecución de los objetivos de reducción de emisiones de gases efecto invernadero. Cada año se publican múltiples estudios sobre su potencial.

No obstante, la realidad es que los clientes no asumen todavía las medidas de eficiencia de forma proactiva. La teoría dice que desde un punto de vista racional se deberían implantar las medidas de eficiencia. Sin embargo, la realidad contra-

---

16 de julio de 2011. Se considera trasladable el consumo derivado de lavadoras, lavavajillas y secadoras (7.883 GWh).



dice de manera obstinada el argumento, ya que las medidas no se acaban de implantar por parte del cliente final. Analizando la causa de esta divergencia, vemos que la mayoría de medidas impulsadas por políticos y reguladores adolecen de al menos uno de los dos siguientes problemas:

- No disponen de fondos para financiar las inversiones que los ciudadanos y/o empresas no quieren asumir. Conseguir estos fondos plantearía un conflicto con sus votantes al implicar una mayor carga impositiva.
- No aplican medidas coercitivas más agresivas vía estándares y prohibiciones, ya que son percibidas negativamente por el votante. Un claro ejemplo de esto es la progresiva desaparición de las bombillas convencionales en Europa y, sobre todo, en Estados Unidos.

Este desalineamiento se ha concretado en políticas voluntaristas cuyo fracaso ha sido enmascarado por mejoras de eficiencia no planificadas. De hecho, en países como España, la evolución de la composición de los sectores económicos y la evolución tecnológica han contribuido más que las medidas políticas al desarrollo de la eficiencia energética.

Además, no puede olvidarse que la introducción de tecnologías con mayor eficiencia energética puede aumentar el consumo total de energía por el efecto rebote conocido como la paradoja de Jevons. En 1865, William Stanley Jevons observó que el consumo de carbón se elevó en Inglaterra después de que James Watt introdujera su innovadora máquina de vapor alimentada con carbón<sup>7</sup>. Las innovaciones de Watt convirtieron el carbón en un recurso usado con mayor eficiencia en relación con el coste, haciendo que se incrementara el uso de su máquina de vapor en muchas industrias. En lógica consecuencia, el consumo total de carbón aumentó, aunque la cantidad de carbón necesaria para cada aplicación concreta disminuyera considerablemente. De ahí concluyó Jevons que a medida que aumenta la eficiencia disminuye el consumo instantáneo, pero se incrementa el uso del modelo, lo que incrementa el consumo global.

---

7. JEVONS, William Stanley (1865). The Coal Question.

La observación no es una paradoja desde el punto de vista lógico, pero en economía está considerada como tal al oponerse a la intuición económica de que la mejora de la eficiencia permite a la gente usar menos cantidad de un recurso.

c) El pago de la política de energías renovables

En el año 2014, las políticas de energías renovables suponían un extracoste de 6.675 millones de euros en España y 12.800 millones de euros en Alemania. Sin embargo, tanto la forma de repercutir los costes como la recepción de dichas políticas por parte del usuario final ha sido totalmente distinta en ambos países.

En el caso de Alemania, donde existe un gran apoyo a las renovables, la subvención es un concepto adicional en la factura eléctrica que viene claramente diferenciado, el “*EEG-umlage*”. Lo anterior ha sido complementado con medidas para permitir que los sectores industriales más intensivos estén, de facto, exentos de este sobrecoste, mediante el pago de un cargo anecdótico. La apuesta por las renovables en Alemania ha supuesto un incremento sustancial del precio de la electricidad, pero la recepción en términos generales ha sido más positiva que en el caso español.

En el caso de España, la subvención a las renovables se ha considerado un coste más que se incluía en la factura sin ninguna diferenciación específica. Esto ha supuesto que cuando el precio de la electricidad ha subido, el cliente no ha sabido identificar el motivo de dicha subida, lo que ha dificultado su aceptación. Adicionalmente, este tipo de tratamiento de las subvenciones no ha permitido discriminar entre tipologías de consumo, impidiendo aproximaciones como la alemana, más benévolas con los sectores intensivos en consumo eléctrico.

Son tres claros ejemplos que soportan la opinión de que en muchas ocasiones la realidad evidencia una notable falta de desalineamiento entre los agentes del sector eléctrico.

## **1.2. Las actividades que conforman el sector eléctrico y la manera de configurar los mercados**

De manera genérica, se habla del sector eléctrico como si fuese un mercado, cuando un primer análisis ya evidencia que la realidad es algo más compleja. En primer lugar, por la propia naturaleza de la electricidad y de su demanda y, en segundo lugar, por el hecho de que para satisfacer esta demanda sean necesarias tres actividades distintas, con fundamentales y dinámicas totalmente antagónicas: la generación, la distribución y la comercialización.

La electricidad se caracteriza por ser un bien que, a día de hoy, tiene una capacidad muy limitada de almacenamiento. Su generación, distribución y consumo es casi instantáneo. A corto y medio plazo, se prevé que dicha capacidad de almacenamiento continúe siendo muy limitada y a un coste elevado, incluso considerando la posible evolución tecnológica de las baterías, el objeto de investigación tecnológica que más puede modificar la vida de la sociedad en el momento en que se produzca un salto tecnológico realmente relevante en su desarrollo.

Adicionalmente, la demanda de electricidad no es uniforme. En España, el mínimo de potencia anual es de 19 GW y la punta de potencia anual es de 41 GW. Para ponerlo en contexto, la diferencia entre el mínimo y la punta de potencia anual equivale a 20 centrales nucleares<sup>8</sup>. Lo anterior implica que para satisfacer las puntas de demanda sea necesario disponer de una potencia instalada que necesariamente va a tener un grado de infrutilización muy elevado. Y éste es precisamente uno de los grandes dilemas en la configuración del mercado eléctrico mayorista.

En este sentido, y desde un punto de vista económico, ¿es suficiente una única señal de precio, la de energía, o es necesario considerar que hay dos productos, energía por un lado y capacidad por otro?. Para dar respuesta a esta cuestión fundamental, veamos de manera simplificada cómo funciona el mercado mayorista de electricidad en España.

---

8. REDELÉCTRICA ESPAÑOLA (REE). Balance diario del Operador del Sistema. 31/12/2015.

La idea de un mercado mayorista de energía se basa en un mercado de casación. En este mercado, todas las unidades de generación envían sus ofertas del volumen de energía que pueden generar para cada franja horaria y el precio asociado. Por otro lado, todos los usuarios de energía eléctrica envían sus necesidades de energía para cada franja horaria y el precio que están dispuestos a pagar.

El orden de precedencia de las ofertas de venta en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica fijado por la regulación vigente<sup>9</sup> establece que las unidades de oferta tienen libertad para fijar su precio de oferta, que debe expresarse en EUR/MWh con dos decimales. Como norma general, la Ley del Sector Eléctrico (art. 26.2) establece que, a igualdad de condiciones económicas en el mercado, la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable tiene prioridad de despacho. Tras ellas, tiene prioridad la energía proveniente de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia. Una vez priorizadas estas tecnologías, en el caso de que existan tramos de energía al mismo precio se ordenan con los siguientes criterios:

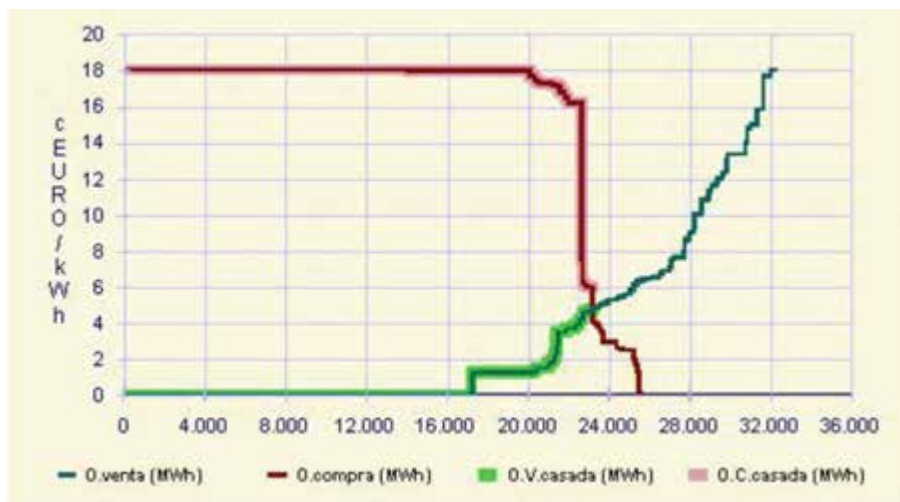
- Fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el sistema de información del Operador del Mercado de la oferta de menor a mayor.
- Volumen de energía del tramo de menor a mayor. En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, éstas serán ordenadas por la cantidad de energía en el tramo.
- Orden alfabético de menor a mayor. En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

De esta manera, el resultado de este mercado de casación son dos curvas perfectas de oferta y demanda, con toda la información del mercado. En el punto en que ambas se cruzan, se obtiene el precio de casación -bajo criterios marginales-, que remunera todas las ofertas.

---

9. Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica. Regla 30.

### Ejemplo de casación en mercado español



**Fuente:** Elaboración propia

Al ser la energía un bien no almacenable y un servicio esencial, el proceso final de cierre de las operaciones requiere de una serie de ajustes en varios mercados complementarios que operan de forma consecutiva. Así, realizada la casación, si ésta deja sin cubrir el suministro de alguna zona, el Operador del Sistema realiza un proceso de ajuste que dé garantía al suministro, lo que supone un coste adicional que se añade al precio de la energía resultante del mercado diario.

Contemplar este proceso diariamente puede parecer una consagración de la teoría de mercados que se enseña a los estudiantes de macroeconomía en las universidades. Sin embargo, detrás de este equilibrio teórico, surgen problemas o distorsiones en la curva de oferta que provocan que los agentes no sean remunerados adecuadamente:

a) Empezando por las ofertas más baratas, es decir, la parte izquierda de la curva de oferta:

Estas ofertas se corresponden históricamente con la tecnología nuclear o las centrales hidroeléctricas, que tienen unos costes variables muy bajos, pero unos

costes fijos e inversiones más elevadas. Esto implica que cuando otras tecnologías son las marginales, obtienen un margen de contribución atractivo. Si bien en un modelo teórico es aceptable, al permitir cubrir los mayores costes fijos e inversiones, en la realidad genera una reacción adversa y surge, de hecho, el concepto de *beneficios caídos del cielo* o “*windfall profits*”.

Como ya hemos comentado, el mercado eléctrico mayorista de electricidad de España funciona basado en una fijación marginalista del precio. Esto significa que todos los productores que logran vender su electricidad lo hacen al precio del último ofertante, que es el más caro de todos. Da igual si las nucleares son muy baratas o las de fuel muy caras, es indiferente el precio al que ofertes la electricidad o si te ha costado muy poco o nada producirla. El precio horario de la electricidad en el “pool” eléctrico lo fija la última unidad casada, que será la más cara de entre todas las que hayan accedido a vender su electricidad a la red, ya se trate de una central de cogeneración, ciclo combinado, carbón, etc. Todas estas operaciones de casación de precio se realizan por el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) hora a hora, y son la base para la fijación del precio de la electricidad a mercado.

Esto ha llevado a que en España, por ejemplo, se planteen medidas impositivas excepcionales para determinadas tecnologías, fiscalizando este efecto. Es decir, la creencia en el libre mercado se debilita y se implantan medidas para aplanar la curva de oferta.

Por otro lado, no es menos cierto que estas tecnologías son irrepetibles. Es difícilmente imaginable que en España se construya una nueva central nuclear o un gran embalse para una central hidráulica. Y es que en un mercado ideal, si existiera competencia perfecta, entrarían nuevos productores de electricidad a pelear por los atractivos beneficios en juego que crea esta situación anómala. Es decir, centrales eléctricas que pudieran ser más baratas entrarían en juego y contribuirían a “tumbar” la curva de oferta. Pero ocurre que las centrales que se llevan un margen mayor entre precio de venta y coste de producción son precisamente aquellas centrales que por diversos motivos ya no se construyen en España: las grandes presas hidráulicas y las centrales nucleares. Ambos tipos de instalaciones están subvencionadas desde su origen y amortizadas en su gran mayoría.

b) Adicionalmente, estos últimos años hemos visto una distorsión todavía mayor en la parte izquierda de la curva de oferta y demanda:

Los objetivos de reducción de emisiones han resultado en una apuesta muy relevante por las energías renovables. En España ya tenemos instalados 51 GW de potencia, más que ciclos combinados y nucleares<sup>10</sup>. La principal característica de estas tecnologías es que son intermitentes y que sus costes variables son despreciables. Esto quiere decir que todas las tecnologías que tienen que proporcionar respaldo a las renovables compiten en desventaja en el que se supone que es el único mecanismo para generar ingresos, al tener un mayor coste variable. De hecho, conforme mayor sea el peso de las renovables, las horas en las cuales habrá un proceso de formación de precio competitivo serán menores, con la consiguiente bajada de precio en esas horas.

c) Los problemas también surgen en el otro extremo de la curva de oferta-demanda, en la parte derecha, donde casan oferta y demanda:

La señal de precio que permite generar ingresos para las unidades marginales, que son las que garantizan la disponibilidad de energía en las puntas de demanda, genera problemas. Nos encontramos con lo que los economistas denominamos el “*missing money problem*” (problema de falta de aliciente para la inversión).

La experiencia está demostrando en varios países que esta señal de precio no es suficiente para retribuir la inversión de las tecnologías marginales, con lo que se reduce el interés empresarial por el impulso de nuevos proyectos que pongan en valor la innovación tecnológica. Un ejemplo de ello puede producirse en el futuro con la penetración de las energías renovables que pueden llegar a canibalizar las propias inversiones al incrementar su peso en el mix, sobre todo en el caso de las fotovoltaicas, al generar señales de precio bajistas que desincentiven las inversiones en nuevas tecnologías.

Otra vez, aquí tenemos una contradicción entre la teoría y la implantación práctica del mercado. La teoría presupone que un mercado que retribuye sólo

---

10. RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA (REE). Balance diario del Operador del Sistema. 31/12/2015.

la energía debería generar señales de precio suficientemente atractivas para las tecnologías marginales. Eso implica que durante algunas horas los precios de la electricidad deberían ser muy elevados. En algunos países, por ejemplo Australia, vemos que los precios de la electricidad en algunas horas pueden alcanzar los 12.000 AU\$D/MWh. Sin embargo, en España no es posible hacer ofertas de energía por encima de los 180 €/MWh.

Es más, las experiencias en los mercados de restricciones en España, muestran que los ciudadanos y reguladores no aceptan señales de precio elevadas que serían necesarias para rentabilizar estas unidades marginales<sup>11</sup>. De hecho, la experiencia reciente de Reino Unido muestra que, llegado el momento de hacer un esfuerzo inversor relevante en nueva generación, el sector se ha resistido a hacerlo con mecanismos que sólo retribuyen la energía, y esto ha llevado al gobierno a desarrollar el mecanismo de subastas de capacidad para garantizar la inversión en nueva capacidad.

En definitiva, a la hora de configurar el mercado mayorista de electricidad se pone de manifiesto una vez más el ya mencionado problema de agencia. La teoría de los economistas muestra una realidad con la que, sin embargo, las empresas del sector, no solamente no están de acuerdo, sino que además no están dispuestas a invertir. Ante esa discrepancia, la reacción no es consistente y el regulador en algunos casos toma como prescriptor al académico y en otros a la empresa, con lo que la incertidumbre se acentúa.

Una vez que la energía ha sido generada, la configuración del mercado no está cerrada. Esa energía tiene que ser trasladada y vendida al cliente, y es en este punto donde entran las actividades de distribución a través de redes y comercialización.

Las actividades de redes, por su naturaleza, son un monopolio natural y, por tanto, regulado. Aquí se distinguen dos subactividades con diferencias sustanciales:

---

11. El mercado de ajuste y el mercado de restricciones cubren situaciones especiales. En el caso del mercado de ajuste, éste opera cuando se producen desbalances entre la oferta y la demanda. En el caso del mercado de restricciones, se activa cuando éstas aparecen por razones habitualmente de penetración geográfica y la casación no sirve en la práctica, dado que la energía teóricamente casada no puede suministrarse en una zona determinada.



- La actividad de transporte, que permite la interconexión de los grandes núcleos de demanda y generación. Es una paradoja que incluso en los mercados más liberalizados se supone que es necesaria una planificación energética para construir los activos de transporte. De hecho, los transportistas no suelen asumir ningún tipo de riesgo de demanda.
- La actividad de distribución, que conecta a los clientes finales con la red de transporte y con la generación. Su existencia responde a la necesidad de garantizar el suministro eléctrico universal a los clientes de su zona de concesión con unos niveles de calidad suficientes. Sin embargo, no responde a ningún tipo de planificación energética, por lo que está sujeta a riesgos de sobreinversión (es decir, el riesgo derivado de que el regulador no reconozca parte de las inversiones acometidas).

Ambas actividades de redes tienen una imagen negativa por su naturaleza de monopolio, a pesar de representar un 15% de los costes totales del sistema, si bien esta percepción es mayor hacia las empresas distribuidoras al tener contacto con el cliente final.

La comercialización a cliente final o “*retail*”, es la tercera y última actividad del sector eléctrico. Esta actividad es uno de los principales focos de los organismos reguladores, como pieza clave para medir la liberalización del sector, lo que no deja de ser sorprendente teniendo en cuenta que sólo supone entre un 2% y un 3% de los costes del sistema en España.

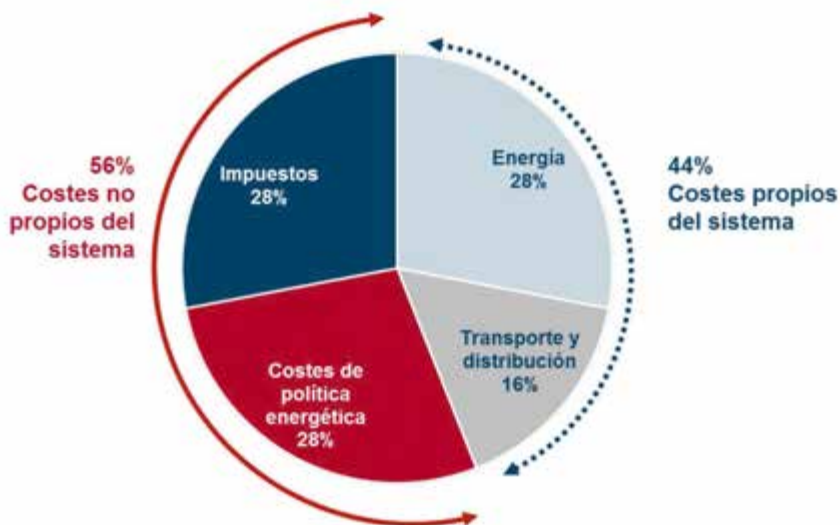
Además, un mercado con un funcionamiento teóricamente eficiente deja unos grados de libertad muy limitados a la comercializadora. Las comercializadoras llevan a cabo el aprovisionamiento de energía a través del mercado mayorista de electricidad. Esto implica que todas las comercializadoras compran la energía eléctrica en las mismas condiciones, siendo las únicas diferencias las atribuibles a los desbalances asociados a los errores de previsión de la demanda, cuyo impacto es reducido. Por lo tanto, la única capacidad de competir para las comercializadoras se presenta a la hora de configurar una oferta atractiva y en los costes de captación y de servicio al cliente.

Como hemos visto anteriormente, el ser creativos en la configuración de la oferta puede implicar una distorsión en las señales de precio. Es cuestionable si esta libertad es deseable desde un punto de vista de optimización del sistema. Los costes de captación y servicio tienen un impacto tan reducido en el global de los costes de electricidad, que no deja de sorprender la atención depositada por los reguladores en esta actividad, en detrimento de dedicar este tiempo a otras problemáticas.

### 1.3. La estructura de costes e ingresos

Antes de analizar el desajuste entre la estructura de costes y de ingresos existente en el Sistema Eléctrico Español, es necesario poner de manifiesto que una parte muy significativa de los costes soportados por el sistema no constituyen costes propios de las actividades del sector, estando asociados a decisiones de política energética u otros objetivos.

Composición del coste de la electricidad del Sistema Eléctrico Español 2015



Fuente: Elaboración propia

En este sentido, de los aproximadamente 43.500 millones de euros a los que ascendió el coste de la electricidad en 2015, sin tener en cuenta los costes de comercialización, tan sólo un 44% se destinó a retribuir las actividades de generación, transporte y distribución. El 56% restante estuvo constituido por impuestos y costes asociados a decisiones de política energética. Entre estos últimos costes, son especialmente significativos las subvenciones al Régimen Especial, el repago de la deuda y las subvenciones a la generación extrapeninsular.

Es decir, desde el punto de vista de la estructura de estos costes, y a pesar de que muchas veces la aproximación al sector eléctrico se realiza con modelos marginalistas, es de destacar que la mayor parte de los costes del Sistema son fijos y regulados.

**Cuadro costes sistema: visión sujetos liquidación versus visión cliente<sup>12</sup>**



Fuente: Elaboración propia

12. Los costes de la producción de energía de origen renovable (tanto precio mercado como prima) se han imputado completamente a los fijos.

Desde la perspectiva del cliente, que adicionalmente a los costes mencionados incluye el coste de comercialización, en el año 2015, el 54% del total de costes del sistema eléctrico español fueron costes fijos y regulados. Entre los fijos se incluyen el repago de la deuda, las actividades de transporte y distribución, el sobrecoste de los sistemas extrapeninsulares y la generación del régimen especial, tanto el precio que perciben por mercado como sus primas. Los variables sumaron en el año 2015 el 25% de los costes del sistema eléctrico y están constituidos por los de generación convencional y el de comercialización. Por último, la fiscalidad supuso un 21% de los costes totales del sistema<sup>13</sup>.

Las empresas generadoras y comercializadoras, a su vez, tienen una estructura de costes fijos. No obstante, desde el punto de vista del cliente, éste los percibe como costes variables, al depender sólo de la energía que consume, y sólo pueden recuperarlos en tanto en cuanto consigan internalizarlo en unos precios fijados en libre competencia.

En los próximos años, se espera un aumento del componente fijo en la estructura de costes por el mayor peso de la generación renovable en el marco del cumplimiento de los objetivos de la UE en 2020 y 2030. No hay que olvidar que éstos, en el horizonte del año 2050, apuntan prácticamente a una descarbonización total de la economía.

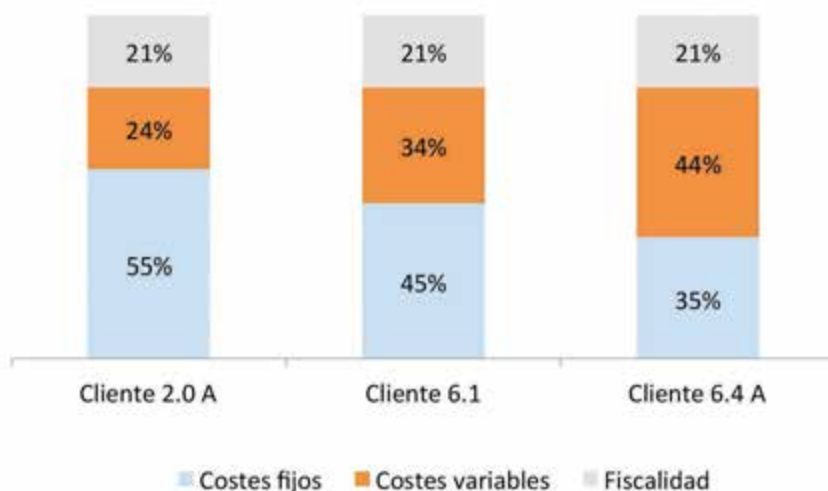
Hasta aquí hemos resumido una visión global del sistema. Sin embargo, llevando las disquisiciones algo más allá, podría plantearse si el coste fijo que soportan todos los clientes es idéntico. La respuesta es negativa, siendo los clientes residenciales y pymes los que tienen que hacer frente a unos costes fijos más altos, en términos proporcionales y en comparación con los grandes consumidores industriales. Concretamente, la imputación de costes fijos a los clientes de baja tensión sin discriminación horaria implica que un 55% de su estructura de costes es fija, mientras los más grandes consumidores se quedan en un 35%.

---

13. Incluye IVA e IEE. No incluye los impuestos a la generación, que a estos efectos se contemplan dentro del coste de generación.

En el siguiente gráfico se puede apreciar cómo a un típico cliente residencial del grupo 2.0 A (consumo medio anual de 2,3 MWh) se le imputa un mayor peso de costes fijos que a un industrial del grupo 6.1 (consumo medio de 2.800 MWh/año) o a un gran industrial 6.4 A (consumo medio de 41.000 MWh/año).

**Distribución del coste medio por componente 2015 (%)**



**Fuente:** Elaboración propia

En cuanto a la estructura de los ingresos del sector eléctrico, la tarifa que ha pagado el cliente ha tenido históricamente y tiene en la actualidad un gran componente variable.

En 2015, si un cliente residencial de tarifa 2.0 A con una potencia contratada de 3,3 kW analizaba su factura, observaba que solo un 26% del importe se correspondía con costes fijos. Esto contrasta con el coste fijo imputado que era del 55%. Este diseño tarifario progresivo buscaba favorecer a las clases sociales más desfavorecidas. Éstas consumen menos y, al incrementar el componente variable, se les subsidiaba de modo indirecto parte de los costes fijos que les corresponderían.

Esta diferencia entre la estructura de costes e ingresos puede generar importantes desajustes en escenarios de contracción de demanda, ya sea por *shocks* exógenos (crisis económicas) o por decisiones de política energética, como por ejemplo la generación distribuida. Los consumidores que se decantan por la generación distribuida siguen necesitando seguir conectados al sistema eléctrico. Desconectarse totalmente de la red implica al cliente final un grado de inversión y de infrautilización de dichas inversiones muy elevado.

Esto implica que el sistema eléctrico tiene que estar dimensionado para seguir atendiendo a estos clientes, lo que redundaría en que no hay reducción en sus costes fijos. Por tanto, dado que la demanda se reduce, resulta complicado generar los ingresos necesarios para cubrirlos.

En definitiva, vemos cómo la particularidad de aplicar un mercado marginalista a la generación eléctrica, solución muy favorecida por algunos economistas y políticos, genera problemas tales como los “*windfall profits*” y el “*missing money*”. En última instancia, dichos problemas plantean la pregunta elemental de si se ha de configurar el mercado de generación eléctrica como un mercado sólo energía, o si bien es necesario complementarlo con un mercado de capacidad.

En cualquier caso, el sector eléctrico, intensivo en capital, tiene una estructura de costes fijos muy elevados, derivados de inversiones a muy largo plazo, por lo que es difícil rentabilizar la inversión mediante mercados de energía estructurados en base a los costes variables de generación. Por otro lado, como hemos dicho, el sector es especialmente susceptible a la desaparición de demanda asociada a generación distribuida, al incrementar el coste que tienen que asumir los clientes que no hacen uso de esta opción.

## **2. Breve historia y situación actual del sector eléctrico español**

Existen múltiples formas de analizar el desarrollo de una industria, y su antigüedad y complejidad haría necesario un análisis histórico profundo, pero ello no impide destacar aquellos hitos que han ido configurando sus características esenciales. Desde esta perspectiva, el objetivo de esta breve síntesis no es ser exhaustivos a la hora de cubrir todos los aspectos relevantes para entender el desarrollo del sector, sino hacer especial hincapié en cómo éste se ha enfrentado a distintas transformaciones.

El mercado energético, y en particular el sector eléctrico, ayuda a comprender los avances y las dificultades de la liberalización de la economía. En un ejercicio de síntesis histórica, vemos cómo dicho sector ya ha afrontado distintas transiciones tecnológicas y de modelo de negocio. Y lo que es más importante es que todas ellas han tenido un impacto sustancial en la estructura del sector y, en algunos casos, lo han llevado a situaciones que han comprometido seriamente su viabilidad y sostenibilidad financiera.

### **2.1. El origen del sector eléctrico: de las economías de alcance a las economías de escala**

En España, ya en el año 1852, existen referencias en la prensa de la época a alumbrados con pilas galvánicas, y hay primeras constancias de alumbrados públicos alimentados con máquinas de generación eléctrica en 1876. No obstante, la primera empresa eléctrica no será fundada hasta el año 1881 en Barcelona: “La Sociedad Española de Electricidad”.

En sus orígenes el sector eléctrico se caracterizaba por estar fundamentado en máquinas de generación térmica ineficientes y de potencia muy limitada y, por otro lado, por tener un alcance muy limitado en la distribución eléctrica, ya que la generación y transmisión de electricidad se hacía en corriente continua, lo que implicaba que las pérdidas de transporte eran muy elevadas. Éste era un negocio con economías de alcance, donde una máquina de generación eléctrica sólo podía alimentar de forma eficiente a unos pocos bloques de distancia, lo que configuraba un sector muy fragmentado, con muchas empresas eléctricas distintas, que

frecuentemente competían por los mismos clientes, generando duplicidades en las infraestructuras de distribución.

Sin embargo, pronto ocurren dos cambios tecnológicos que revolucionan totalmente la estructura del sector eléctrico. En primer lugar, el desarrollo de máquinas más eficientes, con mucha más potencia y que requerían un mayor nivel de inversión. Un ejemplo de ello lo constituye el desarrollo de las turbinas a vapor en 1884 por Charles Pearson. En segundo lugar, el desarrollo de la corriente alterna, que reduce significativamente las pérdidas asociadas al transporte eléctrico.

Estos cambios permitieron, en primera instancia, utilizar máquinas más grandes y eficientes al poder suministrar zonas más amplias y, por tanto, una mayor demanda; pero, sobre todo, fueron la clave para permitir que los centros urbanos pudieran ser suministrados desde centrales hidroeléctricas lejanas geográficamente. En ese desarrollo, el primer éxito tuvo lugar en 1885 cuando se puso en marcha la central del Niágara en Estados Unidos. En Europa, la primera demostración no se realizó hasta 1891 por Nikola Tesla, al transportar la electricidad una distancia de 175 kms., lo que supuso un gran éxito tecnológico. En España, hubo que esperar hasta 1901, cuando se instaló la línea Molino de San Carlos-Zaragoza con una distancia de 4 kms.

Ambos avances tecnológicos tuvieron un amplio impacto en el sector eléctrico. El negocio evolucionó de modo que un único generador pudo servir a todo un centro urbano, y las necesidades de inversión crecieron de manera importante, incrementando sustancialmente el componente fijo de los costes. En esas circunstancias, las empresas eléctricas tenían incentivo para captar la mayor demanda posible con ofertas, que si bien cubrían los costes variables, no permitían recuperar la inversión.

Una de las primeras personas en concretar las implicaciones de este cambio fue Samuel Insull, precursor del proceso de consolidación de las empresas eléctricas. Insull adquirió todas las empresas eléctricas de Chicago -veinte en aquel momento-, convirtiéndose en el único proveedor de electricidad de la ciudad. Tras ese primer paso, adquirió empresas eléctricas en todos los Estados Unidos. Este cambio de modelo, donde la empresa eléctrica se configuró como monopolio na-



tural, implicó un cambio en la relación empresa-cliente, que pasó a ser regulada, en una transformación que fue especialmente controvertida en el caso de Estados Unidos, donde experiencias anteriores con monopolios habían sido muy negativas. De hecho, los monopolistas eran popularmente conocidos como “*robber barons*” (barones ladrones).

En el caso de España, la evolución presenta similitudes, si bien se produjo con algo de retraso. Aunque no existen censos fiables, las estimaciones de la época apuntan a que el sector, en el año 1901, tenía una capacidad instalada de 78,4 MW, de la cual la mitad era térmica y la otra mitad hidrológica. En 1934, la capacidad ya alcanzaba los 1.827 MW, siendo casi el 80% del parque de generación hidráulico, con más de 60 empresas.

## **2.2. La irrupción del carbón, el auge y caída del petróleo y la revolución nuclear**

Al terminar la Guerra Civil Española, la industria eléctrica en España seguía estando fragmentada, a diferencia del resto de países europeos donde tuvo lugar un proceso de nacionalización y concentración. En ese momento, el sector eléctrico se enfrentaba a dos grandes retos: dar cobertura a un elevado crecimiento de la demanda y cubrir la aleatoriedad que introducía en la generación eléctrica española el elevado peso hidráulico.

En respuesta a ambos retos, se decidió apostar por el aprovechamiento de los recursos de carbón nacional, decisión que además se alineaba con las políticas autárquicas de la época.

El problema fue que las empresas eléctricas del momento, en su mayor parte privadas, no podían asumir el tipo de riesgo asociado a dichas inversiones; sobre todo, en un entorno de precios regulados a la baja y en un entorno de precariedad económica. Por ello, el desarrollo de la generación eléctrica con carbón nacional se tuvo que realizar mediante empresas públicas: en 1942 se crea la Empresa Nacional Calvo Sotelo (ENCASO) y posteriormente, en 1944, la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), cuya primera actuación fue la puesta en marcha de la central térmica en Ponferrada.

La falta de acceso a fuentes de financiación y mercados de capitales fue uno de los principales obstáculos al desarrollo de un sector tan intensivo en capital. De hecho, con la apertura del país al exterior, algunos de los primeros créditos extranjeros, fundamentalmente de procedencia americana, fueron empleados para la adquisición de equipos eléctricos. Este acceso a fuentes de financiación, junto con una reforma y una actualización, permitió un importante plan de inversión que desarrolló la nueva capacidad de generación. Este plan representaba aproximadamente un 1,5% del PIB en su origen, llegando a representar a finales de la década de los 60 un 2,0% del PIB. De hecho, en los años 60, no sólo se logró cubrir la demanda, sino poder exportar electricidad a Francia en los años húmedos.

Las empresas privadas realizaron una importante apuesta durante esta década por el desarrollo de la generación con fuelóleo, al ser la tecnología más atractiva. El consiguiente esfuerzo inversor incrementó la capacidad de generación instalada con fuelóleo en España, que pasó de ser un 2% de la electricidad generada en 1960 a representar más de un 30% en 1973, y la producción hidráulica pasó de representar un 84% de la generación en 1960 a un 30% en 1973.

El atractivo de la generación con fuelóleo se truncó con la primera crisis del petróleo de 1973, si bien las empresas tuvieron que terminar las plantas, cuya construcción había empezado antes del estallido de la crisis, y más de 1.500 MW entraron en funcionamiento entre 1973 y 1975.

La primera crisis del petróleo implicó una revisión sustancial de las políticas energéticas y un cambio del atractivo de las distintas tecnologías, fijando como prioridad la nuclear y reforzando el atractivo del carbón. De hecho, la política energética del post-franquismo arranca con el Plan Energético Nacional de 1975 en el que, con el objetivo de reducir la dependencia de las importaciones de petróleo, se pretende poner en marcha un proceso de expansión de la energía nuclear, de desarrollo del consumo de gas natural y de fomento del uso del carbón mineral.

Las empresas eléctricas iniciaron un plan de inversión de centrales nucleares muy ambicioso que acabaría terminando en una crisis del sector eléctrico por una conjunción de varias razones. De una parte, se redujo la capacidad de generación de ingresos por la crisis económica en España, que implicó una contracción de demanda y una dificultad para incrementar los precios. De otra, se incrementaron

los costes por la segunda crisis del petróleo, que seguía representado un 30% de la generación.

Esta difícil situación se vio agravada por una devaluación de la peseta, que pasó de un tipo de cambio de 66 pesetas/dólar en diciembre de 1979 a 171 pesetas/dólar en diciembre de 1984, es decir, una devaluación superior al 150% en tan solo 5 años. Adicionalmente, se generaron tensiones en el balance por los desvíos en las inversiones en las centrales nucleares, debido a los efectos colaterales del accidente nuclear de “*Three Mile Island*” en Estados Unidos. Además, el coste asociado a tener las centrales en balance se disparó por el peso de la deuda en moneda extranjera en un entorno de devaluación de la peseta. Como muestra de ello, baste decir que en 1984 la deuda en moneda extranjera representaba un 45% de la deuda total del sector eléctrico.

La respuesta para evitar la quiebra del sector fue la creación del marco legal estable en 1983, a través de un nuevo Plan Energético Nacional, fijándose unos precios estándares para cada central con el objetivo de garantizar la rentabilidad. Esta medida se complementó con un intercambio de activos en 1986, por el que ENDESA acabó siendo un adquirente neto de activos para ayudar a sanear los balances del sector. El objetivo era dar solución a los problemas que se venían arrastrando del período anterior: la sobreinversión en plantas de generación había llevado a un exceso de capacidad del sistema, y las previsiones de demanda eléctrica se habían estimado de manera errónea, como consecuencia de lo cual no era posible alcanzar los niveles de demanda que permitían amortizar las inversiones realizadas.

### **2.3. La privatización y liberalización del sector eléctrico español**

El proceso de liberalización y la profunda transformación que el sector eléctrico español inició en 1998 con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE) se enmarca dentro de un contexto generalizado de cambio del paradigma regulatorio a nivel mundial.

Un hito clave en la liberalización del sector eléctrico fue la privatización en 1986 de la empresa de gas de Reino Unido (*British Gas*), seguida en 1990 por la

privatización de las empresas eléctricas (*Electricity Boards*). Las razones de esta decisión hay que interpretarlas bajo dos prismas distintos. Ideológica y políticamente es una respuesta del gobierno conservador de Margaret Thatcher a las políticas laboristas dominantes desde después de la Segunda Guerra Mundial. Éstas habían conducido al sector público a cubrir una parte significativa de la actividad económica, siendo necesario tener en cuenta que todo ello tuvo lugar durante la Guerra Fría. Además, el endeudamiento del sector público era muy elevado y se necesitaba reducir, sobre todo respecto de las actividades intensivas en capital. En términos de mercado finalista, la privatización en el Reino Unido no supuso a corto plazo una liberalización, sino que cada empresa privatizada mantuvo una situación de monopolio hasta 1998, cuando se permitió a los clientes cambiar de compañía.

En otros países, como por ejemplo en Estados Unidos, se optó por un modelo distinto. La nueva capacidad de generación era de propiedad y gestión privada, pero en régimen de monopsonio, dando energía a la empresa pública que seguía ostentando el monopolio. Esta figura es conocida como el “*Independent Power Producer*” (IPP) y es muy habitual en la mayoría de los mercados emergentes.

Es un error habitual confundir los procesos de liberalización y de privatización, como consecuencia muchas veces de la incomprensión de cuáles son las actividades del sector eléctrico y, por lo tanto, de la configuración de los mercados que puede haber. En el caso de la Unión Europea, el proceso de liberalización vino marcado por la Directiva de 1996, transpuesta en España en 1997 y implantada finalmente en 1998.

Cabe destacar que España probablemente ha sido el mercado europeo que más lejos ha llegado, tanto en liberalización como en privatización del sector eléctrico, si bien ya había una presencia relevante de empresas privadas.

La nueva Ley del Sector Eléctrico, congruente con lo establecido por la normativa comunitaria, tenía un triple objetivo: garantizar el suministro eléctrico, la calidad del suministro y el menor coste posible, si bien el sector, a diferencia del pasado, debía alcanzar estos objetivos en un entorno de competencia. En teoría, el Estado pasa a un segundo plano, el principio de servicio público se sustituye por el servicio esencial y la obligatoriedad de garantizar el suministro a todos

los consumidores en territorio español. Para ello establece unas líneas básicas de configuración del sector:

- Distingue entre actividades reguladas, como el transporte y la distribución, y actividades que se realizan en régimen de competencia, como la generación y la comercialización.
- Permite la libre instalación de generación y se crea el mercado de generación.
- Liberaliza el acceso a las redes de transporte y distribución.
- Crea la figura del comercializador para suministrar energía al consumidor final.

El nuevo marco regulatorio tuvo y tiene implicaciones económicas muy importantes para las empresas eléctricas tradicionales que, como sabemos, eran empresas verticalmente integradas que tenían la obligación de suministrar energía eléctrica en sus zonas de monopolio.

La nueva Ley supone acabar con el modelo de retribución basado en el coste medio de generación reconocido por el regulador de acuerdo con los costes prudentemente incurridos. En su lugar, la generación pasa a funcionar en un régimen competitivo. Salvo imperfecciones, el precio de la energía pasa a ser establecido en función del coste marginal de desarrollo a largo plazo.

También en aquel momento aparece la posibilidad de utilizar gas en los ciclos combinados y además se produce la liberalización del aprovisionamiento del carbón importado, con lo que el coste marginal de desarrollo a largo plazo es inferior al coste medio de la generación existente. Este cambio en la retribución de la generación supone alterar el equilibrio económico financiero del sector eléctrico. Y precisamente para solventar el problema se establece un período transitorio en el que las empresas generadoras percibirán un importe en concepto de Costes de Transición a la Competencia (CTC's). Mediante esta figura se compensa económicamente la diferencia que pudiera producirse entre la retribución comprometida en el modelo regulatorio anterior y los ingresos de un mercado en competencia.

Con el reconocimiento de los CTC's se acepta realmente la existencia de unos '*stranded costs*', es decir, costes relativos a inversiones efectuadas en el pasado en instalaciones cuyo coste global era superior al precio de mercado o bien compromisos contractuales a precios diferentes al mercado.

Más allá de este esquema básico, con el tiempo se ha observado que el proceso liberalizador impulsado por la LSE se ha visto afectado por numerosos factores que han dificultado la apertura real del mercado a la competencia y la eficiencia económica del sistema, siendo los más relevantes la concentración de la oferta y la demanda, las distorsiones regulatorias, como los propios CTC's que, en cierta medida, podían suponer una barrera a la entrada de los nuevos ofertantes por su distorsión de los precios "*spot*", así como la inclusión en la tarifa eléctrica de partidas no relacionadas con el suministro energético (partidas sociales, ambientales o industriales).

#### **2.4. La aparición del déficit y la problemática de definir una política energética en un sector teóricamente liberalizado**

Como hemos dicho, la liberalización del sector eléctrico no fue perfecta, fundamentalmente por tres razones:

- La política energética, que históricamente había buscado minimizar los costes, pasó a incorporar objetivos que obligaban a introducir tecnologías menos competitivas en costes. Cuatro fueron los factores principales:
  - La incorporación de la sostenibilidad como objetivo, incentivando las tecnologías renovables.
  - El impulso a la eficiencia energética, incentivando la cogeneración.
  - La protección de la industria del carbón nacional, fijando cuotas mínimas de generación.
  - El subsidio de los extra costes de los sistemas insulares, todavía dependientes de generación con fuelóleo.

- Una parte muy importante de los clientes residenciales continuaban con una tarifa de electricidad regulada.
- La voluntad política para que los clientes residenciales absorbiesen los incrementos de los costes de la electricidad fue limitada, ya fuesen derivados de un incremento de los costes propios del sector eléctrico o por la política energética.

El resultado de todo ello fue la aparición del déficit de tarifa, que no dejó de ser un endeudamiento que el sistema eléctrico, es decir, los clientes finales, asumía los años en los que los ingresos no eran suficientemente elevados para cubrir los costes. Pero que, en definitiva, más tarde o más temprano, tendría que ser repagada por los clientes.

Es importante enfatizar que este déficit deriva de no querer subir el precio de los ingresos regulados para poder cubrir los incrementos de los costes regulados. De hecho, las partes del sector eléctrico que funcionaban a mercado no generaban distorsiones, y la evolución de los costes tanto al alza como a la baja se traspasaba al cliente.

El primer paso en la generación del déficit se produce en 2002, cuando el Gobierno aprueba un Real Decreto con el objetivo de contener la inflación y proteger a los consumidores de incrementos en el precio y establece para ello un tope a la subida anual de la tarifa eléctrica, independientemente del incremento real de los costes del sistema<sup>14</sup>. Este límite fue generando un déficit relativamente contenido, hasta que en 2005 se produce un incremento sustancial de los costes de producción que lleva a generar en tan sólo un año un “agujero” de 4.000 millones de euros.

Por otro lado, en 2005 se publica el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER) con el objetivo de profundizar en el impulso a las renovables, que ya se venían fomentando desde el año 2000. El escenario se diseña en un entorno anterior a la crisis con unas expectativas optimistas de crecimiento de la demanda y unos precios de la electricidad crecientes, escenario por otro lado compartido por

---

14. Real Decreto 1432/2002.

todas las empresas eléctricas que invierten en generación eléctrica en España en ese período.

Aparece de esta manera en España uno de los mayores problemas de las políticas de demanda orientadas desde el Estado, que no es otro que la facilidad con la que se crean problemas de exceso de capacidad debido a unas expectativas de demanda creciente sobrevaloradas, que acaban acarreado costes inasumibles a unas inversiones realizadas como consecuencia de un “efecto llamada” a menudo apalancado con subvenciones innecesarias.

Las tecnologías renovables y la cogeneración no habían alcanzado todavía la competitividad frente a tecnologías convencionales y necesitaban de precios muy superiores a los de mercado para ser rentabilizadas. Para ello, se definió la figura de la generación del Régimen Especial con dos características clave:

- Prioridad de despacho : Siempre que las tecnologías renovables generasen, el mercado eléctrico estaba obligado a comprar su energía.
- Precio garantizado : El sistema eléctrico pagaba el diferencial entre el precio que las tecnologías en régimen especial tenían garantizado y el precio que podían recuperar por vender la energía a mercado.

Este esquema resultó muy atractivo para los inversores y, de hecho, la potencia instalada en energías renovables se multiplicó por 2,6, superando los objetivos del propio Gobierno. Sin embargo, en 2008 empezó la crisis económica y con ella la caída de los precios de las *commodities*. La profundidad de la crisis implicó una contracción de la demanda que, junto con la mayor oferta de las energías en régimen especial, redujeron sustancialmente la energía cuyo precio se fija en condiciones de mercado, desplazando a las tecnologías marginales. En estas condiciones, las tecnologías marginales que seguían produciendo lo hacían con unos costes variables más bajos por la caída de los precios de los *commodities*.

El resultante fue una caída sustancial del precio de mercado, pero que no fue acompañada por una caída de los costes asociados a la generación en régimen especial, al estar fijados sus precios por la regulación. Esta diferencia tuvo que ser



absorbida por la parte regulada de los costes del sistema eléctrico, sin que por otro lado se quisiese subir los ingresos regulados.

La conclusión fue letal. Según datos de la CNE, entre los años 2008 y 2011, España pasó de tener un coste medio de la electricidad para los consumidores pequeños y medianos ligeramente superior a la media europea, a tener un coste medio un veinte por ciento superior a la media europea, que a su vez es un cuarenta y cinco por ciento superior al coste en Estados Unidos.

Como recientemente ha manifestado Álvaro Nadal, actual Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital: *“Se cometió el error de confundir el deseo con la realidad. El gran problema que hubo en las políticas que llevaron al déficit tarifario fue que se tomaron decisiones como si la tecnología hubiera avanzado cuando no lo había hecho, y el coste era todavía muy alto. En 2008, un megavatio/hora de fotovoltaica costaba 490 euros e instalamos más que prácticamente todo el resto de Europa junto. Hoy cuesta unos 60 euros. Teníamos que haber sido un poco pacientes y no habría sido tan caro ni tendríamos esa hipoteca tan grande a 25 años por las primas. Fue una precipitación clarísima por un deseo ideológico y por el interés de algunos grupos en que se desarrolle una tecnología inmadura para alcanzar beneficios en el corto plazo”*<sup>15</sup>.

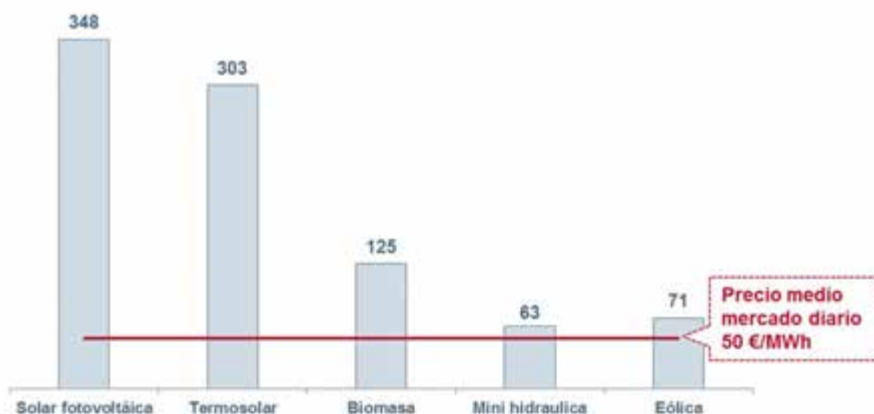
### **Evolución demanda eléctrica y precio del pool**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Demanda eléctrica b.c. (TWh)<sup>16</sup></b>	265	253	261	256	252	246	244	248
<b>Precio pool (€/MWh)</b>	64,44	36,98	36,95	49,92	47,26	44,20	41,97	50,27

15. EL PAIS, 18/12/16, p. 39.

16. Se define como Demanda b.c. la energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

### Precio medio de retribución por tecnología Régimen Especial 2015 (€/MWh) <sup>17</sup>



Fuente: OMIE y CNMC

Este déficit, lejos de ser un fenómeno puntual de un año, se fue incrementando hasta alcanzar los 38.000 MM€. A pesar de generarse por decisiones ajenas al mercado, fue asumido en los balances de las empresas generadoras convencionales que funcionaban en los mercados liberalizados que estas mismas medidas estaban distorsionando.

En definitiva, el déficit tarifario resulta del desequilibrio existente entre lo que ingresa el sistema a través de los peajes y los costes regulados que hay que satisfacer. Si los costes no se repercuten en los precios finales se quiebra el principio de suficiencia tarifaria, como ha ocurrido en España.

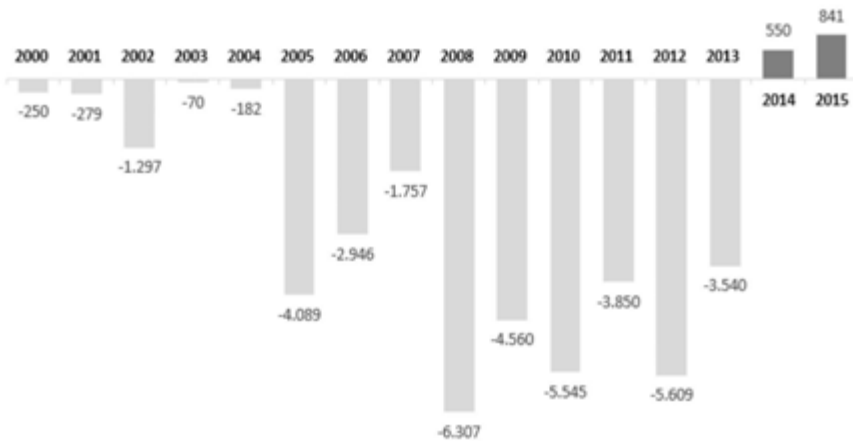
A posteriori, el error en el que se incurrió ha sido incluso reconocido por Miguel Sebastián, Ministro de Industria en el período 2008-2011, que en un interesante artículo analizando el despliegue de las energías renovables y el “déficit tarifario” como los dos grandes acontecimientos del sector en los últimos años, afirma: “*El segundo error cometido ... fue no haber incluido las primas a las renovables, que explican buena parte del endiablado problema del déficit tarifario, en el presumpues-*

17. El precio medio aparentemente bajo se fundamenta en el hecho de que muchas de las energías entran en el sistema a coste cero.

*to del Estado, en vez de en la tarifa eléctrica a cargo de los consumidores. Si hubiera sido así, los decretos y sus posibles incentivos perversos, hubieran sido mirados con lupa por el ejército de economistas del Ministerio de Economía y Hacienda y alertado de sus riesgos. ... Si las primas corren a cargo de los consumidores (buena parte de los cuales son industriales), la competitividad empeora, mientras que si las primas están en el presupuesto, la competitividad no se ve afectada o incluso puede mejorar si los receptores de las primas son la propia industria”<sup>18</sup>.*

De manera temporal, el gobierno y las empresas procedieron a titularizar la deuda asociada al déficit de tarifa. Esta decisión, si bien reducía el impacto en el balance de las empresas con generación convencional, no solucionaba el desequilibrio en el sistema, e incrementó la deuda pública, al ser el gobierno el garante de esta titularización. Se trataba de medidas de urgencia para frenar los efectos de un mal enfoque estratégico. El argumento fundamental y la realidad de la situación era que el desequilibrio sólo se podía solucionar actuando sobre los costes y sobre los ingresos, con medidas que generaban un gran rechazo por las partes afectadas.

### Evolución del déficit de tarifa (MM€)



**Fuente:** Liquidaciones de actividades reguladas CNE-CNMC

18. SEBASTIÁN, Miguel (2013). Algunas reflexiones sobre la situación energética. Club Español de la Energía. Cuadernos de Energía, núm. 41, p. 39.

Ante esta situación, y no en menor medida por presiones por parte de la Comisión Europea, el Gobierno aprueba en 2012 y 2013 una serie de medidas con el objetivo de resolver definitivamente el problema del déficit, a través de una reforma de la LSE. La solución implica una renuncia parcial, o distribución de la carga, entre todos los agentes implicados:

- Los consumidores absorben su parte a través de una subida de los peajes de acceso y de una bajada del ingreso por el servicio de interrumpibilidad.
- El Gobierno asume alguna de las partidas asociadas a política energética dentro de los Presupuestos Generales del Estado.
- Los generadores convencionales son gravados por la implantación de un impuesto a la generación.
- Los generadores renovables se ven afectados por una modificación de su régimen retributivo.

Con la reforma de 2013 se ha invertido la situación y en estos últimos tres años se ha acumulado un superávit de tarifa de 910 millones de euros. Siendo eminentemente pragmáticos, lo más relevante es que se ha detenido la generación continuada de déficit de tarifa, que suponía un desafío endémico para el sector. Sin embargo, el conjunto de estas medidas, si bien han logrado atajar el problema, no han sido plenamente satisfactorias, en la medida que han tenido un impacto negativo en la percepción internacional sobre la seguridad jurídica de España y han generado un enfrentamiento entre los distintos agentes del sector eléctrico español.

De hecho, dado que en el mercado español las diferentes tecnologías entran en funcionamiento en función de su posición en el orden de mérito, el auge de las energías sometidas al Régimen Especial ha supuesto indirectamente un descenso acusado del hueco térmico<sup>19</sup> y una distorsión en los costes variables vinculada a la meteorología.

---

19. El hueco térmico es el porcentaje de la energía generada por las tecnologías térmicas convencionales (carbón y ciclos combinados) que compiten en el mercado libre.

## Orden de mérito del mercado eléctrico en España



Fuente: Elaboración propia

## Evolución del hueco térmico en España (% sobre generación neta)



Fuente: Elaboración propia

## **2.5. Conclusiones de la evolución del sector eléctrico y situación actual**

En resumen, vemos cómo el sector eléctrico, en sus más de 130 años de historia, ha experimentado cambios significativos, tanto por factores endógenos, como consecuencia de la evolución tecnológica, como por factores exógenos, básicamente debidos a las crisis económicas. En la mayoría de los casos, las transformaciones han sido traumáticas. La forma de afrontarlas no necesariamente ha consistido en fomentar una mayor competencia, sino en medidas que buscaban un equilibrio entre este objetivo y socializar el impacto negativo de la transformación.

En un sector muy intensivo en capital y con inversiones a muy largo plazo, es tan importante la capacidad industrial de construir y operar activos como la capacidad de gestionar una serie de riesgos. Algunos de dichos riesgos se pueden considerar propios, al ser accionables o entrar dentro de la apuesta que se supone que tiene que asumir un inversor en libre mercado, pero otros, fundamentalmente asociados a la política energética, no es evidente que sean riesgos que tengan que ser asumidos por el inversor, al ser imprevisibles y discrecionales.

En el caso concreto de España, estamos inmersos en una transformación muy relevante en la que estamos forzando una evolución, no exclusivamente en base a criterios económicos propios, sino por la internalización de las externalidades.

En este proceso, entramos con una seria limitación y con la sensación de una oportunidad perdida. La limitación parte de un sobrecoste y de un endeudamiento muy elevado por la gestión del sector eléctrico durante la última década, lo que reduce significativamente los grados de libertad a la hora de seguir incidiendo en medidas con unos costes no competitivos. La oportunidad perdida se asocia a la política llevada a cabo para el impulso de las energías renovables. Si hubiésemos retrasado la instalación y el impulso de dichas tecnologías renovables, como han hecho otros países europeos con mayor poder adquisitivo, no hubiéramos asumido de manera tan relevante en términos comparativos los costes derivados de la curva de aprendizaje y podríamos tener una capacidad instalada muy superior, a una fracción del coste.

En términos coloquiales, y ante las dificultades de interconexión con Francia<sup>20</sup>, puede decirse que en España hemos construido un sistema energético que depende de la meteorología y en el que, en consecuencia, los costes de garantía de suministro son muy elevados.

Una muestra clara de ello lo constituyen las centrales de ciclo combinado que, a pesar de sumar la mayor potencia instalada, se usan por debajo del 20 % de su capacidad. La normativa establece que las tecnologías con prioridad para verter energía a la red son: renovables (eólica y solar), hidráulica, nuclear, carbón y, en último lugar, los ciclos combinados. Estas centrales complementan los vacíos de la eólica y la solar cuando la meteorología no es propicia. Se hicieron pensando en unas expectativas de demanda que resultaron inciertas, lo que ha llevado a una situación de sobrecapacidad que debería ajustarse progresivamente.

No puede tampoco olvidarse que el modelo regulatorio vigente afecta a la competitividad de la economía española. A pesar de que los precios en el MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidad) no son superiores a los europeos, el precio final que paga el consumidor español está en la banda alta de los precios europeos, situación que afecta negativamente a la competitividad, sobre todo en todos aquellos sectores económicos intensivo en el uso de energía.

La verdadera solución para impedir nuevos déficits tarifarios pasa por trasladar a los Presupuestos Generales del Estado aquellas partidas que no supongan propiamente costes asociados al suministro. La composición de la tarifa de acceso se compadece mal con el concepto de coste de acceso, que incluye partidas que se corresponden con objetivos de política económica general o de redistribución social, loables y justos en sí mismos, pero que deberían canalizarse a través de los presupuestos públicos y no viciando el contenido de la tarifa eléctrica y creando las consecuentes ineficiencias globales.

---

20. Alcanzar un nivel de interconexión eléctrica de España con el resto de Europa está más que justificado desde una perspectiva económica, si bien a menudo son las prioridades geopolíticas nacionales las que frenan su implantación. Así se deduce del informe elaborado por la Comisión Europea en 2016 para analizar en profundidad las sinergias de las potenciales interconexiones. Vid. EUROPEAN COMMISSION (2016). Study on the benefits of additional electricity interconnections between Iberian peninsula and the rest of Europe. European Union.

Este planteamiento es compatible con una regulación que permita mantener los avances alcanzados en el desarrollo de las energías renovables mediante un nuevo sistema retributivo más realista. Pero, en cualquier planteamiento a futuro, el principio de suficiencia tarifaria debería enmarcar cualquier decisión regulatoria, de manera que la estructura de la tarifa incorpore en cada momento todos los costes reales del sistema. Y todo ello con un doble objetivo: enviar señales de precio correctas al mercado y reflejar adecuadamente el coste social del consumo de electricidad.



### 3. Prospectiva del sector eléctrico

El sector eléctrico se enfrenta en los próximos años a un contexto lleno de incertidumbres y en el que se vislumbra la llegada de importantes cambios. La gestión de la demanda, la participación activa del consumidor en los procesos de eficiencia energética, el almacenamiento de la energía eléctrica, el tratamiento de las emisiones de carbono o los nuevos ámbitos de actividad de las empresas distribuidoras son, entre muchas otras, algunas de las principales cuestiones que van a enmarcar el desarrollo del sector.

Pocos sectores como el eléctrico han experimentado en los últimos años cómo los procesos disruptivos desde el punto de vista tecnológico modificaban con rapidez inusitada y a menudo imprevisible los fundamentos de su actividad. La preocupación por el agotamiento de los hidrocarburos ha pasado en pocos años a la historia superada por el abaratamiento paulatino de las energías renovables, derivado de innovaciones tecnológicas que han transformado la estructura de costes directos del sector en pocos años.

No parece que esta tendencia vaya a modificarse. Antes al contrario, los escenarios de futuro dibujan un contexto en el que el sector deberá demostrar su capacidad innovadora en la creación de nuevos modelos de negocio que les permitan aprovechar oportunidades de negocio que aún no están definidas, pero de las que nadie duda sobre su existencia.

Las líneas de innovación tecnológica en las que la industria basa su crecimiento consolidan éxitos día tras día y nadie contradice la posibilidad de que alguno de ellos suponga a corto plazo una disrupción tecnológica que vuelva a revolucionar los fundamentos de la industria. El sector eléctrico español está bien preparado para ello. En las últimas décadas ha superado con solvencia cambios muy profundos que han aquilatado su capacidad de adaptación, y todo hace pensar que las compañías españolas cuentan con recursos técnicos y humanos para optimizar los procesos de innovación, por muy difícil que pueda ser efectuar predicciones rigurosas.

En efecto, hacer un ejercicio sobre la prospectiva del sector eléctrico en los próximos años supone asumir como punto de partida el profundo proceso de transformación que está viviendo, y que por motivos de simplicidad se puede agrupar en tres aspectos:

- Evolución de la demanda eléctrica, caracterizada por las tendencias macroeconómicas.
- Evolución de la oferta eléctrica y su vinculación a la evolución tecnológica.
- Evolución de la política energética y de la regulación.

### **3.1. Evolución de la demanda eléctrica**

La prospectiva sobre la evolución de la demanda eléctrica en España hace necesario diferenciar entre dos cuestiones:

- a) Cuál va a ser la cantidad de energía que van a necesitar los clientes, condicionada fundamentalmente por factores macroeconómicos y de eficiencia.
- b) Si la energía eléctrica, que tradicionalmente ha sido inelástica, se volverá más elástica, impactando sobre las necesidades de potencia del sistema.

Para analizar el potencial impacto futuro del entorno macroeconómico en la demanda eléctrica, es necesario entender primero los principales factores que la integran, y que en una primera desagregación muy básica son:

- La demanda asociada al crecimiento de la actividad económica, que supone en España un 72% de la demanda total y que depende de la evolución de la actividad económica y de la intensidad eléctrica (demanda por unidad de PIB).

- La demanda residencial, que en España representa un 28% del total, y que es función de la evolución demográfica y del consumo medio de electricidad por hogar<sup>21</sup>.

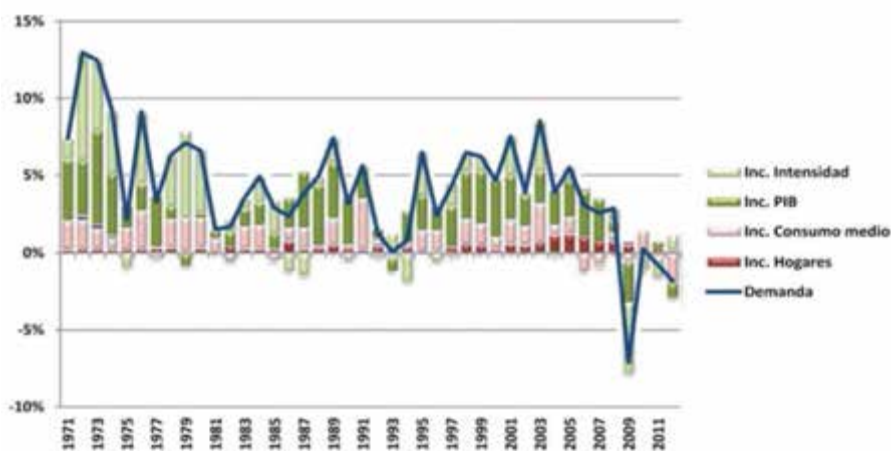
A lo largo de los últimos años, el impacto de los cuatro factores que más condicionan la demanda (variación del número de hogares, consumo medio de electricidad, incremento del PIB y variación de la intensidad eléctrica) ha sido muy dispar:

- El crecimiento de la actividad económica, medido como PIB, ha mantenido su peso predominante en la evolución de la demanda, ligado al ciclo económico.
- El incremento de la intensidad eléctrica se ha concentrado en la década de los 70 y, en menor medida, en los años previos a la crisis de 2008, lo que confirma la evolución de la economía española hacia actividades más orientadas a los servicios.
- En la primera década del siglo XXI el incremento del número de hogares ha tenido un impacto más relevante.
- La importancia relativa del incremento del consumo medio por hogar se ha reducido conforme se saturaba la equipación de los hogares, se mejoraban los estándares y se reducía el número de personas por hogar.

---

21. UNESA (2016). 2015: Informe Eléctrico, Memoria de Actividades, Memoria Estadística.

## Composición de la variación de la demanda eléctrica (1970-2011) <sup>22</sup>



Veamos a continuación cuál ha sido la evolución reciente de estos factores y su prospectiva de futuro, que presenta diversas incertidumbres.

### Demanda asociada a la actividad económica: PIB e intensidad eléctrica del PIB

A medio plazo, se prevé un crecimiento moderado del PIB, que no se traducirá directamente en un incremento de la demanda. La posible introducción de mejoras de eficiencia y los cambios en la composición de la actividad económica generarán posiblemente un descenso de la intensidad eléctrica.

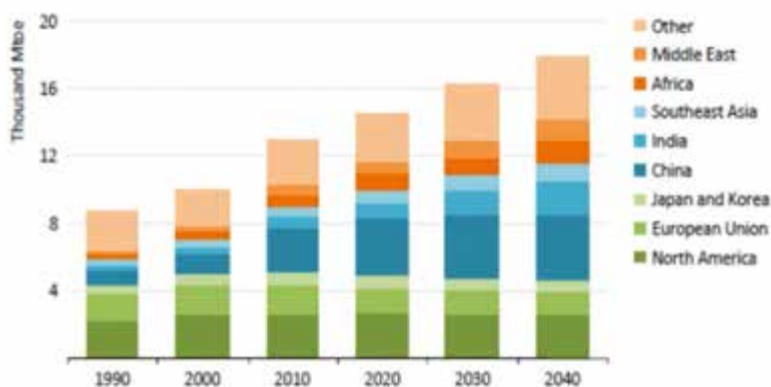
En los años previos a la crisis, al contrario que en el resto de Europa, donde la intensidad disminuyó por procesos de deslocalización industrial e introducción de medidas de eficiencia energética, España registró un crecimiento de la intensidad eléctrica debido a un crecimiento del sector servicios, con un componente eléctrico relevante asociado a la climatización. No obstante, a partir del año 2008, hemos asistido a una ralentización de la economía más acentuada que en Europa. A futuro, se espera que se profundice en la terciarización de la economía y que el sector servicios sea el que registre mayores crecimientos.

---

22. VILLAFRUELA, Luis, REMACHA, Mauricio y MARTÍNEZ, Félix, Demanda de energía eléctrica en España: análisis de su evolución histórica y causas de variación.

Aunque se pueda estimar un leve crecimiento de la demanda de energía primaria, consecuencia de la actividad económica por el crecimiento del PIB, lo cierto es que las medidas de eficiencia energética afectarán la demanda de energía final, por lo que es razonable asumir que el efecto del crecimiento económico es compensado por los avances en ahorro y eficiencia energética. De todas maneras, establecer hipótesis respecto al crecimiento económico para evaluar su incidencia en la demanda energética supone un ejercicio aventurado e especialmente incierto, sobre todo después de vivir desde 2008 como una crisis motivada por causas financieras ha tenido un impacto pertinaz y profundo en el crecimiento económico de todos los países occidentales.

No obstante, si atendemos a las previsiones más recientes a nivel mundial, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) acaba de presentar su World Energy Outlook (WEO 2016), en el que afirma que la demanda energética a nivel global seguirá creciendo hasta 2040. En el escenario central del WEO 2016 (*New Policies Scenario*), la demanda energética mundial experimenta un aumento del 30% hasta 2040 impulsada por el crecimiento demográfico y económico global. Mientras la demanda total de los países de la OCDE va en descenso, el centro de gravedad de la demanda energética mundial sigue desplazándose hacia zonas y países en fase de industrialización y urbanización como la India, el Sudeste asiático y China, así como hacia determinadas zonas de África, América Latina y Oriente Medio.



**Fuente:** AIE, World Energy Outlook (WEO 2016)

## Demanda residencial

La demanda residencial tiene relación directa con la evolución demográfica. En términos demográficos, España experimentó un “boom” en la primera década del siglo, pero esta tendencia se está revirtiendo. En efecto, de 2000 a 2011 la población creció un 14,6% por la llegada masiva de inmigrantes y un incremento de la esperanza de vida. En ese período, el crecimiento demográfico, unido a los cambios en los hábitos de vida, supuso un incremento del 27,5% en el número de hogares. Sin embargo, la crisis económica ha provocado un cambio de sentido en el flujo migratorio, con dos fenómenos paralelos: la vuelta de los inmigrantes a sus países de origen y la salida de España de parte de la población en edades adultas jóvenes.

Las perspectivas demográficas para los próximos años no son mucho más optimistas. Aunque es previsible que se produzca una recuperación del flujo migratorio, se prevé que si las tendencias demográficas actuales se mantienen, España perdería una décima parte de su población en 40 años<sup>23</sup>.

Desde los años 70, el consumo medio por hogar en España ha registrado un significativo crecimiento, pasando de 924 kWh en 1970 a aproximadamente 4.400 kWh en 2012, convergiendo así hasta niveles similares a los de los países de nuestro entorno. La evolución del consumo medio por hogar es reflejo de los cambios experimentados por la sociedad española y de la mejora de los estándares de vida, lo que se manifiesta en un mayor equipamiento residencial y una mejora de las instalaciones térmicas y del parque de viviendas.

No obstante, la evolución a futuro del consumo medio por hogar está sujeta a incertidumbre, ya que se verá afectada por factores con impactos contrapuestos. Por un lado, la saturación y mejora en la eficiencia del equipamiento convencional, el paulatino descenso del número de personas por hogar y la implantación de medidas de eficiencia energética permiten aventurar un descenso en el consumo medio. Por otro lado, existen oportunidades de electrificación derivadas de la transición hacia una economía descarbonizada, con las múltiples opciones que plantean las líneas de investigación en las que la industria está trabajando.

---

23. INE, Proyecciones de Población 2012.

En esa evolución, la eficiencia energética se considera una pieza clave para afrontar los retos del sector energético en el futuro más próximo. Puede contribuir a la contracción de la demanda y, por tanto, a la reducción de la necesidad de importaciones y la mitigación del impacto ambiental derivado del consumo energético y, adicionalmente, puede incentivar el desarrollo de nuevas actividades económicas a nivel local en aquellas geografías donde se implantan las medidas de eficiencia.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) estima que, en 2040, el potencial de ahorro de energía primaria es del 6%, frente a un Escenario de Mantenimiento de las Políticas Actuales<sup>24</sup>.

Esta perspectiva de un elevado potencial de ahorro ha llevado a muchos gobiernos, como Estados Unidos, Japón y, más recientemente, China, a introducir medidas y desarrollar normativa para fomentar la implantación de mejoras en la eficiencia energética. En nuestro país, los esfuerzos se están llevando a cabo en el marco de la Unión Europea, donde se han establecido objetivos de reducción del consumo de energía primaria a 2020 y 2030 y se ha desarrollado numerosa normativa de obligado cumplimiento.

No obstante, el sector de la eficiencia energética no ha logrado, hasta la fecha, desarrollarse plenamente en casi ningún mercado. De hecho, la experiencia muestra que en algunos países, como el Reino Unido, la inversión en eficiencia energética es motivada por obligaciones regulatorias impuestas a los comercializadores, y no tanto por razones de mercado.

Son varias las razones de todo ello. En una coyuntura de precios de energía bajos como la actual, determinadas inversiones en eficiencia no se sustentan. Pero hay más. Incluso en condiciones donde la eficiencia energética sería recomendable desde el punto de vista de un análisis coste-beneficio, la experiencia de estas últimas décadas ha mostrado que su éxito está condicionado fundamentalmente a dos factores:

---

24. IEA (2016). World Energy Outlook 2015. Escenario de Nuevas Políticas frente al Escenario de Mantenimiento de las Políticas Actuales.

- La decisión por parte de los consumidores finales, que en cuanto a la implantación de las medidas de eficiencia energética implica una inversión relevante, y que exigen unos “*payback*” muy reducidos, al no querer agotar su capacidad de endeudamiento en energía.
- La movilización de los recursos financieros necesarios para su implementación, con unos niveles de inversión muy elevados (380.000 MUSD/año en 2015-2020 y 920.000 MUSD/año en 2035-40)<sup>25</sup>.

Así lo ha percibido la Unión Europea, que está promoviendo la financiación de proyectos con entidades bancarias e instituciones financieras. Con carácter general, existe un Grupo de Trabajo con el objetivo de facilitar a los clientes un acceso fácil y ventajoso a financiación del BEI y de otras entidades financieras. En algunos países, como es el caso de Alemania, existen líneas de crédito oficiales especiales (“*KfW energy efficiency loan*”) con bajos tipos de interés, que han tenido un éxito destacable.

Aunque la mayoría de los autores coinciden en que las medidas de eficiencia energética permitirán reducir la intensidad eléctrica, su materialización probablemente dependerá casi en exclusiva de las medidas de subvención, financiación blanda y, en una parte más reducida, de lo que los gobiernos inviertan en medidas de formación.

Existe otro elemento que puede afectar a la forma de consumo de los clientes residenciales: la gestión adecuada de la demanda a fin de incrementar su elasticidad. Ésta consiste en que el consumidor desplace su consumo de las horas ‘punta’ a las horas ‘valle’, en respuesta a una señal de mercado. Cuando se produce, la participación de los usuarios en este tema contribuye a la mejora de la operación y de la eficiencia del sistema eléctrico, ya que reduce el sobredimensionamiento de infraestructuras que tienen los sistemas eléctricos para satisfacer los picos de demanda.

---

25. Cf. IEA (2016). World Energy Outlook 2015. New Policies Scenario.



Tradicionalmente, las medidas de gestión de la demanda han estado enfocadas a la demanda industrial a través de mecanismos como los agregadores de demanda (EE.UU., Francia, Reino Unido u Holanda) o a través de servicios de interrumpibilidad (España). En los últimos años han ganado cierta relevancia las tecnologías que permitan introducir la gestión de la demanda en el sector residencial, aprovechando el nuevo papel de los consumidores, con mayor participación y conocimiento del sistema.

Pero para que esta oportunidad se acabe materializando serán necesarios cambios respecto al escenario actual. En primer lugar, que un porcentaje relevante de la demanda residencial pueda desplazarse, algo que ahora mismo es reducido. En segundo lugar, que se pueda automatizar en la medida de lo posible esta gestión, lo que implica sobre todo la participación de los fabricantes de electrodomésticos en el proceso. Y, finalmente, que los consumidores perciban los beneficios económicos derivados de la gestión de la demanda y que esa remuneración sea competitiva frente a otras tecnologías.

En este sentido, es clave la implantación de señales de precio que incentiven a trasladar cargas de unas horas a otras. Sin embargo, esto implica un ejercicio de pedagogía con el cliente final, que siempre prefiere visibilidad y claridad en el precio y una renovación en la actitud de las empresas comercializadoras, que en ocasiones prefieren esquemas de precios que no sean totalmente transparentes para dificultar la comparación.

Por último, no es posible finalizar el análisis de los factores que impactarán tanto en el incremento de la demanda como en la elasticidad de la misma sin referirnos al vehículo eléctrico. La introducción del vehículo eléctrico, cuya potencial penetración no está exenta de incertidumbre, representa una oportunidad para incrementar la electrificación del sistema con el consiguiente potencial impacto en la demanda.

Sin embargo, hay que matizar el optimismo que ha habido en algún momento sobre el impacto del vehículo eléctrico. Una sustitución del 10% del parque actual de turismos por vehículos eléctricos puros, que a priori se antoja ambicioso incluso en el largo plazo, tendría el impacto de incrementar la demanda eléctrica entre un 2% y un 3%. El impacto en el parque de generación podría ser superior ya que,

si no se realiza de forma ordenada, podría incrementar la punta de demanda en un 15% sobre los valores actuales. No obstante, existe la posibilidad de emplear las baterías asociadas a este parque de vehículos para contribuir a gestionar los valles y picos de demanda sin incrementar el dimensionamiento de las infraestructuras eléctricas (generación y redes). Todo ello dependerá en gran medida de los avances que en los próximos años puedan producirse en los procesos de investigación y desarrollo aplicados a los mecanismos de acumulación de energía.

### **3.2. Evolución de la oferta eléctrica**

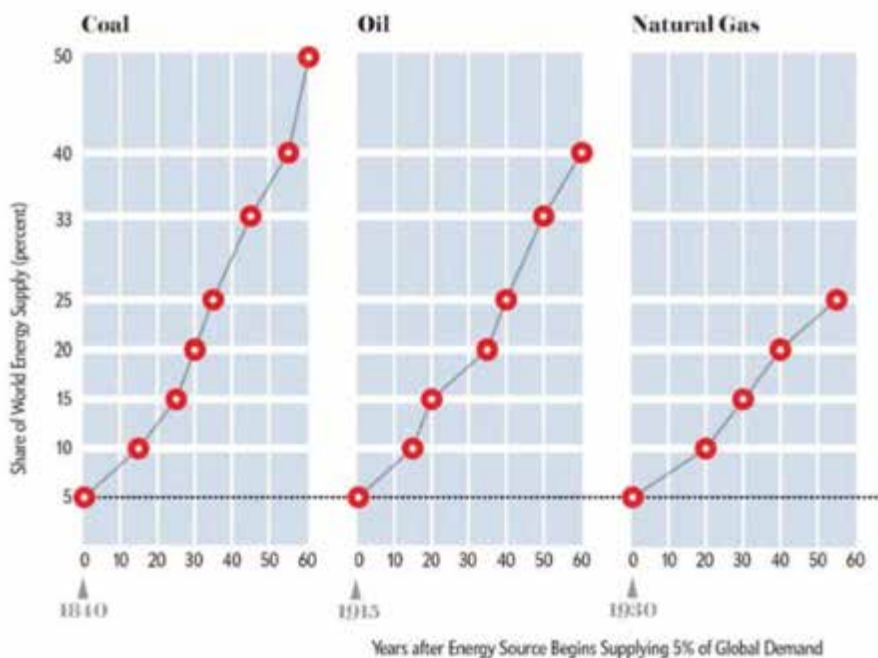
Tras analizar los fundamentales de la demanda, es necesario tratar la oferta, cuyo principal condicionante y reto a futuro es la evolución tecnológica. A la hora de analizar la transformación energética que estamos viviendo, es ilustrativo recordar cómo han sido las anteriores transiciones energéticas. En este sentido, tal y como muestra Vaclav Smil, las nuevas fuentes de energía (carbón, petróleo y gas) necesitaron en el pasado entre 5 y 6 décadas hasta que consolidaron su posición de liderazgo<sup>26</sup>.

Indudablemente, el pasado no implica que se vaya a repetir en el futuro; pensar eso sería caer en una falacia historicista. De hecho, es en el campo de la energía como en pocos donde con mayor fuerza se está manifestando un agudo proceso de aceleración histórica. No obstante, parece algo razonable considerar que las transiciones no forzadas necesitan un tiempo prolongado. Máxime teniendo en cuenta que es necesario invertir cantidades muy relevantes en las nuevas fuentes y que las inversiones existentes tienen todavía bastante vida útil.

---

26. SMIL, Vaclav (2010). *Energy. Myths and realities. Bringing science to the energy policy debate.* Aei Press.

## Años para una penetración importante de diversas fuentes energéticas<sup>27</sup>



En la actualidad, estamos terminando de presenciar la consolidación del gas como energía de referencia en el mix energético, y nos encontramos ante una transición del sector hacia una economía descarbonizada, con las renovables como fuente energética relevante.

Hasta ahora, el desarrollo de estas tecnologías renovables, que no eran competitivas, ha sido posible por unas generosas políticas de subsidios. El principal problema de estos subsidios es que han tenido una orientación cortoplacista. De hecho, en la última década, a nivel mundial se han invertido 2,3 billones de dólares en energías renovables, es decir, más de 2 veces el PIB anual de España. De todo este dinero, sólo un 5% se ha dedicado a inversión en actividades de I+D<sup>28</sup>. Este dato resulta sorprendente viendo el grado de madurez de estas tecnologías.

27. SMIL, Vaclav (2014). The long slow rise of solar and wind, Scientific American Journal.

28. FRANKFURT SCHOOL - UNEP Centre and Bloomberg New Energy Finance (2016), Global trends in renewable energy investment 2016.

Lo lógico hubiese sido dedicar la mayor parte de la inversión a I+D, en lugar de incrementar los costes del sistema eléctrico con una implantación prematura. Pero a menudo ocurre que los análisis *a posteriori* evidencian errores que en el momento de producirse no se apreciaron como tales.

El lado positivo es que, a día de hoy, las renovables ya son competitivas en países con buen recurso, pero no sólo por las mejoras tecnológicas, sino también por la caída de la tasa libre de riesgo y de los costes de capital, que han impactado muy positivamente en estas tecnologías.

A futuro, se espera que continúe la mejora tecnológica de las renovables, lo que permitirá mejorar la competitividad de estas tecnologías. Sin embargo, la incapacidad mostrada en el pasado por parte de los distintos expertos y analistas a la hora de predecir la evolución de costes, reafirma la reducida utilidad de las mismas y la elevada incertidumbre a la que se enfrenta el sector. Esta última afirmación no se debe entender como un cuestionamiento de la curva de aprendizaje de las nuevas tecnologías, sino de la especulación sobre su valor.

El optimismo sobre la evolución de los costes de las tecnologías renovables, implícito en muchas reflexiones a futuro, no contempla todas sus implicaciones. De hecho, obvia una consecuencia que debería ser evidente para cualquier inversor racional: si el mecanismo por el que se retribuye a la tecnología renovable le pone en competencia con la tecnología renovable del futuro (que probablemente será más competitiva), la decisión lógica es posponer la inversión.

Eso no quiere decir que se renuncie a fomentar la competencia para obtener el menor coste posible. Sólo quiere decir que si se es coherente con una curva de aprendizaje en las tecnologías renovables hay que elegir entre dos opciones de configuración de la retribución de las mismas:

- Priorizar una planificación para tener una capacidad renovable cada año, consiguiendo la oferta más competitiva en ese año en base a subastas y asumiendo el sistema que esa inversión estará aislada del riesgo de curva de aprendizaje.

- O bien priorizar al máximo la libre competencia, por ejemplo, con mercados de energía, asumiendo que no necesariamente se conseguirá atraer inversión según el calendario deseado.

En definitiva, lo que ocurre es que el sector energético genera externalidades y ese problema hay que solucionarlo con mecanismos que no provengan de una señal de precio. No es posible hacerlo mediante una solución de mercado que simplemente apele a la competencia, en la medida en que no se puede internalizar. Un mercado no es casi nunca el mecanismo adecuado para resolver problemas derivados de externalidades.

Por último, en términos de evolución tecnológica, es importante destacar que no se puede descartar el desarrollo de tecnologías térmicas cuyo crecimiento, en principio, se consideraba limitado. Existe la posibilidad de que éstas experimenten un repunte por dos motivos:

- El desarrollo del *shale gas* y de su mercado correspondiente, hasta la fecha más significativo en Estados Unidos. Europa también tiene interés teórico en explotar los recursos de este gas que pudiera haber en su territorio, por su dependencia externa en hidrocarburos, si bien hoy por hoy existen bastantes barreras que dificultan su desarrollo. La revolución del *shale gas* tiene impacto directo en los mercados de generación de electricidad. Desde 2011, el aumento de producción de *shale gas* en EEUU ha causado bajadas del precio del gas natural a niveles de 2-3 USD/MMBtu<sup>29</sup>, desplazando al carbón en el mix eléctrico americano. En una aparente paradoja, el exceso de carbón americano se exporta a Europa, donde, a su vez, desplaza al gas natural. Pero el hecho cierto es que mientras Estados Unidos camina hacia la autosuficiencia energética, Europa incrementa su dependencia, lo que en términos de coste se traduce en que la electricidad vale el doble en Europa que en Estados Unidos y el gas es tres veces más caro.

---

29. MMBtu = Millones de Btu's. El Btu es una unidad de energía habitual en el mercado del gas en Estados Unidos, equivale aproximadamente a 257 calorías. Un pie cúbico de gas natural desprende en promedio 1000 Btu's, aunque el intervalo de valores se sitúa entre 500 y 1.500 Btu's. La falta de homogeneidad en los mercados se aprecia incluso en los patrones de medida utilizados. En Estados Unidos se habla de Btu's, en el Reino Unido de termias y en Europa de MW/h o de M<sup>3</sup>.

- El desarrollo de tecnologías para la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCS), que están en una fase de transición entre la demostración y la implementación práctica. Su avance es lento debido a los elevados costes asociados a dichas tecnologías y a la falta de compromiso político y de recursos financieros.

No obstante, en el momento de hacer un ejercicio de prospectiva, y en el contexto de la incertidumbre asociada a la transformación tecnológica, sí que hay algunos elementos sobre los que existe un consenso generalizado:

- El peso de las renovables se incrementará, lo cual agravará la importancia de gestionar la intermitencia y obligará a replantearse los mecanismos de retribución a esta inversión.
- Las baterías no parece que a medio largo plazo puedan jugar un papel relevante para proporcionar una garantía de suministro, por lo que será necesario seguir contando con tecnologías térmicas para garantizarlo.
- El gas es la fuente de energía que mejor podrá complementar el desarrollo de las renovables.

Una evolución tan sustancial en los fundamentales de la demanda y la oferta como la anteriormente descrita no es posible sin una adecuación de la política energética. Desde hace unos años, la definición de la política energética se ha caracterizado por intentar maximizar simultáneamente tres objetivos, en ocasiones mutuamente excluyentes:

- Maximizar la garantía de suministro de un país, equilibrando la dotación de infraestructuras, relaciones contractuales y políticas que reduzcan la vulnerabilidad del suministro energético.
- Maximizar la competitividad del tejido empresarial, reduciendo al máximo la factura energética.
- Maximizar la sostenibilidad, asegurando el mínimo impacto medioambiental.

Este famoso trilema energético compuesto por la seguridad del suministro, la sostenibilidad económica y la sostenibilidad medioambiental está asumido por la comunidad internacional como la base de cualquier proyecto de transformación del sector.

Corresponderá a los organismos públicos y a los ciudadanos decidir el valor de cada una de las variables y su concreción en un *mix* energético que necesariamente deberá evolucionar en los próximos años, porque resulta evidente que una configuración eléctrica extremadamente eficiente en uno de los tres factores tiene serias implicaciones en el resto de objetivos. A modo de ejemplo, las fuentes renovables son las más eficientes desde el punto de vista ambiental, pero han supuesto un coste elevado y requieren de capacidad de respaldo para evitar situaciones de riesgo de garantía de suministro.

En ese esquema, últimamente los objetivos medioambientales han ido ganando peso en los países desarrollados, por lo que vamos a centrarnos en analizar:

- Los objetivos de reducción de emisiones, siendo de especial relevancia el acuerdo tomado en el COP 21.
- Cuáles son los mejores mecanismos para la consecución de estos objetivos de emisiones, donde hay una seria discusión entre mercados de emisiones vs. impuestos sobre emisiones.
- La configuración de los mercados eléctricos para conseguir el grado de inversión necesario, frente a una incertidumbre tan elevada y con una estructura de costes donde la parte variable es cada vez menor.

Como se ha señalado, uno de los objetivos de política energética es asegurar la sostenibilidad medioambiental del sistema, para lo cual se han establecido objetivos de reducción de emisiones.

La comunidad científica considera que 350 partes por millón (ppm) es el límite máximo seguro de concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera que no genera calentamiento global y, en consecuencia, cambio climático. Ese nivel ya se supe-

ró en 1988. Desde entonces, se está produciendo un incremento exponencial que podría conducirnos a alcanzar 450 ppm, cifra vinculada a un aumento de temperaturas promedio de 2 grados centígrados respecto de niveles preindustriales. A partir de este nivel, el cambio climático sería severo.

Por ello, ha sido necesario el establecimiento de metas agresivas que consigan acelerar, incluso de forma artificial, la transformación del *mix* energético hacia uno menos contaminante. Hay que ir a una transición energética. Así, en la Cumbre del Clima en París (COP21) de 2015 se fijó el objetivo de que el incremento medio mundial de la temperatura hasta 2100 no supere los 2 grados.

A este objetivo se suman las iniciativas contra el cambio climático de la Unión Europea, con objetivos a 2020, 2030 y 2050 que giran en torno a tres elementos: la reducción de emisiones de gases efecto invernadero en relación con los niveles de 1990 (-20% a 2020, -40% a 2030 y -80% en 2050), la mayor penetración de las renovables (20% a 2020 y 27% a 2030) y la eficiencia energética, medida como la reducción del consumo de energía primaria respecto de proyecciones de 2007 (20% a 2020 y 27% a 2030).

Dichos objetivos, como ya hemos comentado, son muy ambiciosos, especialmente en un entorno de creciente sensibilidad al precio. Su cumplimiento requerirá cambios a gran escala en los sistemas energéticos con un relevante esfuerzo inversor no sólo en renovables, sino también en tecnologías de respaldo, redes, interconexiones, etc., que será necesario financiar. Si el mundo pretende cumplir con la COP21 hasta 2050, no se podrá consumir más de un tercio de las reservas probadas de combustibles fósiles, a menos de que cambie la tecnología. Hoy por hoy, dos tercios de las reservas que incorporan CO<sub>2</sub> provienen del carbón, un 20 % del petróleo y un 15 % del gas. Además, el 74 % de las reservas mundiales conocidas de hidrocarburos son de propiedad estatal.

Por otra parte, los complejos equilibrios geopolíticos tendrán influencia indirecta en la asunción de los compromisos de la COP21. En la actualidad, el 30 % de la población consume el 80 % de la energía. ¿Qué pasará cuando países como China e India crezcan y precisen mucha más energía para apalancar este crecimiento? No es aventurado presumir que en dicho escenario, y en caso de no existir alternativas económicamente viables, será ciertamente difícil que renun-



cien a crecer mediante la generación de energía basada en el carbón. Esta realidad incrementa la necesidad de que la innovación tecnológica contribuya rápida y decisivamente al cumplimiento de los objetivos de la COP21.

El sector eléctrico reviste en este sentido una especial atención, dada su relevancia en la consecución de los compromisos adoptados en la cumbre de París. Un creciente proceso de electrificación, acompañado de una creciente participación de las energías renovables en la generación eléctrica, sin duda constituye una de las principales líneas de actuación en el proceso de descarbonización de las economías. El WEO apunta que la electricidad constituye la forma final de energía de más rápido crecimiento siendo, al mismo tiempo, el sector eléctrico, el que más contribuye a reducir la participación de los combustibles fósiles en el *mix* energético global.

De hecho, el sector de la energía es el responsable directa o indirectamente de dos tercios de las emisiones globales, Por tanto, cualquier intento de cumplir con los objetivos acordados en la COP21 pasa por una transformación del sector energético hacia un nuevo modelo basado en bajas emisiones.

Dicho esto, las emisiones son una externalidad del sector eléctrico. Y sabido es que existen dos formas distintas de internalizar las externalidades: vía mercados y vía impuestos.

En el caso de Europa, con el objetivo de actuar de forma homogénea y coordinada en todos los Estados Miembros de la UE, se decidió la implantación de un mercado de emisiones (ETS). El sistema consiste en el establecimiento de un límite a las emisiones para determinadas industrias altamente contaminantes (centrales térmicas, refinerías, cementeras, papeleras, etc.). Si una industria sobrepasa el límite de emisiones, puede comprar derechos en el mercado, o venderlos si dispone de excedentes, por lo que un precio de carbono alto alinea los objetivos empresariales con la descarbonización.

La crisis económica redujo de manera sustancial las emisiones en Europa, generando un superávit de derechos. Esto ha resultado en que a día de hoy los precios se encuentren deprimidos (hoy a 6 €/t). La conclusión principal de esta evolución es que estos niveles de precios no incentivan a reducir las emisiones,

ya sea por reducción de la demanda o por cambios a tecnologías menos contaminantes.

Respecto a esta situación, existen dos lecturas completamente distintas de esta situación. Una corriente opina que es una evidencia de la eficacia del mercado, que muestra precios deprimidos porque ya se ha conseguido el objetivo de reducción de emisiones establecido, y a lo sumo hay que gestionar el exceso de derechos de emisiones que se ha ido acumulando. En el extremo opuesto, otra corriente lo interpreta como un fracaso, ya que el mercado no es capaz de mostrar una señal capaz de desincentivar la emisión de gases de efecto invernadero.

Mientras tanto, Bruselas sigue apostando por un mercado de emisiones y quiere revitalizarlo mediante el mecanismo MSR (*Market Stability Reserve*), que permitirá inyectar o extraer permisos en el mercado ETS en función del número de derechos de emisión en circulación a partir del 2019.

Las opiniones escépticas respecto del mercado de derechos de CO<sub>2</sub>, pero que reconocen que las emisiones son una externalidad, abogan por el establecimiento de un impuesto a las emisiones para corregir las externalidades negativas, como ya propuso Arthur Pigou a principios del siglo XX<sup>30</sup>. En Europa ya hay países que los han instaurado en el sector de la generación: en Reino Unido se ha establecido recientemente un impuesto sobre los combustibles fósiles usados para generar electricidad, y en Francia se gravará la generación con carbón post 2017.

Mientras que los mercados de emisiones son preferidos generalmente por los políticos, al ser más populares que la tasación directa y permitir controlar más fácilmente el nivel de emisiones objetivo, los impuestos son defendidos por algunos economistas en la medida que permiten mayor certeza en cuanto al precio que un mercado, representan mayor incentivo a la inversión en nuevas tecnologías, y, sobre todo, porque son más sencillos de implementar, pudiéndose incluir dentro de la política de un determinado país y permitiendo, por tanto, discriminar más fácilmente entre sectores y/o países.

---

30. PIGOU, Arthur Cecil (1920). La economía del bienestar.

No obstante, fijar un precio sobre las emisiones sólo en Europa presenta impactos desfavorables, independientemente del mecanismo seleccionado. En primera instancia, genera un incremento de emisiones a nivel global al desplazarse la producción a países en desarrollo más baratos. Estos países, que no asumen un sobrecoste por las emisiones, tienen *mix* energéticos altamente contaminantes. En un ámbito macroeconómico, y apareciendo como un problema de mayor importancia, disminuye la competitividad del tejido empresarial europeo al tener un impacto inflacionista en el precio de la energía. Este último aspecto puede ganar relevancia conforme se reduzca la competitividad de la Unión Europea en comparación con los países en desarrollo, a medida que estos incrementen su productividad.

Ambos impactos podrían subsanarse imponiendo un impuesto a las importaciones en función del nivel de CO<sub>2</sub>. No obstante, en la práctica es muy complicado, tal y como se ha mostrado en el caso de la aviación. En este sector, la Unión Europea planteó un impuesto sobre las emisiones para vuelos que despegaran/aterrizaran en la UE. Tras la fuerte oposición de EE.UU. y China tuvo que ser limitado a vuelos intracomunitarios, con la aspiración de que, a partir de 2020, exista un mercado global.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que a la hora de analizar la evolución de emisiones, el papel de Europa es marginal comparado con los incrementos de emisiones en países como China e India, aunque no es menos cierto que Europa, por su grado de desarrollo y nivel de emisiones histórico, debe estar liderando el proceso de descarbonización.

En ese objetivo de descarbonización mundial pactado en la pasada Cumbre del Clima de París, el gas ocupará un papel relevante, al ser el mejor “*back up*” de las energías renovables. Cuando éstas no se encuentran disponibles, el gas natural es el respaldo que puede entrar con inmediatez en la generación de electricidad a través de los ciclos combinados. Además, es uno de los combustibles fósiles más respetuosos con el medio ambiente, ya que genera alrededor de un 30 % menos de emisiones de CO<sub>2</sub> que el petróleo y sus derivados, con lo que puede jugar un papel fundamental en el proceso de transición hacia una economía baja en carbono.

Además, en ese contexto, España ocupa un papel protagonista por su ubicación geoestratégica privilegiada, que garantiza la seguridad y la diversidad en el suministro, y por ser el país europeo con mayor capacidad de regasificación. Contamos con seis de las veintidós plantas instaladas en todo el continente, por lo que asumimos un papel de liderazgo en el proceso de conversión de gas natural licuado en gas natural. A ello se le une la relevancia de la industria del gas en España. Según datos de Sedigas, el negocio del gas representa el 0,5 % del PIB español, da empleo a 150.000 personas y cuenta con una red de transporte y distribución de más de 81.000 kilómetros que llega a 1.600 municipios y a más de 7,5 millones de personas.

Hablar de la oferta eléctrica en los últimos años implica asimismo la necesidad de mencionar el papel de las redes inteligentes o “*smart grids*”. Para dar respuesta a las nuevas necesidades energéticas es necesario que evolucione la propia estructura del sistema eléctrico, que ha funcionado de forma casi inalterada durante más de un siglo. Como hemos visto, esta estructura se basa en grandes centrales de generación de electricidad, que vierten la energía a las redes que la transportan hasta el consumidor final. Frente a esta estructura unidireccional y poco automatizada, el proceso de renovación hacia redes inteligentes será prioritario en los próximos años<sup>31</sup>.

Las redes inteligentes son capaces de integrar las decisiones que adoptan todos los usuarios del sistema gracias a que los flujos de energía van acompañados de flujos de información. En este esquema, los consumidores tienen un papel activo con capacidad para tomar decisiones que modulen sus necesidades y sus costes energéticos. El carácter bidireccional del sistema permite mantener un control continuo de la demanda y de las incidencias en la red, prevenir eventuales problemas, reducir pérdidas y minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub>. En definitiva, mejorar la calidad y la sostenibilidad del servicio. La mayor tecnificación de las redes de distribución permitirá que sean capaces de gestionar sistemas complejos y abrirá la puerta al despliegue a mayor escala de centrales de generación distribuida como microgeneración, minieólicas y fotovoltaicas.

---

31. Un interesante estudio sobre los cambios que todo ello implica en la relación con los consumidores puede encontrarse en FUNSEAM (2016). El nuevo papel de las empresas distribuidoras de electricidad. Documento FUNSEAM 04-2016.

La innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías ocupan un lugar central en el despliegue de estas redes inteligentes, con un doble objetivo. Por un lado, reforzar la seguridad del sistema eléctrico y mejorar la calidad en el servicio. Por otro, contribuir al cumplimiento de los objetivos marcados para 2020 de reducción del 20 % de las emisiones de CO<sub>2</sub>, mejora del 20 % en la eficiencia energética y aportación del 20 % de la energía consumida de fuentes renovables.

En cuanto a las ventajas para los usuarios de las redes, abren la puerta a un “consumo a la carta” con el que el consumidor puede obtener precios más competitivos y mayores posibilidades de elección y gestión de la energía, facilitando las operaciones cotidianas y contribuyendo a la agilización de la resolución de incidencias. Asimismo, las empresas pueden ofrecer nuevos productos y servicios que facilitan a los usuarios la adopción de hábitos de consumo más eficientes y sostenibles.

### **3.3. Evolución de la política energética y de la regulación**

En definitiva, el cumplimiento de los objetivos de descarbonización va a requerir de niveles de inversión muy relevantes en renovables y capacidad térmica de respaldo, por lo que el mercado eléctrico tendrá que ser reconfigurado. Así lo ha confirmado recientemente la Unión Europea al presentar sus proyecciones para el sector energético para el año 2050, augurando cambios que conducirán a un nuevo *mix* tecnológico en la generación, dominado por renovables y gas natural, así como una reducción de las emisiones. En el mismo informe, se indica que las necesidades de inversión previstas acarrearán incrementos en los niveles de precios finales como mínimo hasta el año 2030<sup>32</sup>.

La discusión en la actualidad gravita sobre dos filosofías radicalmente distintas:

- Por un lado, profundizar en los mercados solo energía, opinión defendida por Alemania.

---

32. Cf. EUROPEAN COMMISSION (2016). EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050. European Union y EUROPEAN COMMISSION (2016). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity. 2016/0379.

- Por otro lado, existe la opción de complementar los mercados de energía con distintos mecanismos que reduzcan los riesgos para los inversores (pagos de capacidad, mercados de capacidad, etc.)

Es cierto que, desde un punto de vista de pura competencia, los mercados de energía tienen un atractivo intelectual mayor. Sin embargo, una reflexión más detallada plantea dudas razonables sobre su bondad, tanto desde el punto de vista del inversor como del resto de los agentes. Su comparativa muestra matices diferenciales.

#### a) La visión del inversor

La experiencia demuestra que actualmente los inversores muy rara vez aceptan asumir todos los riesgos inherentes al sector eléctrico y necesitan de unas garantías mínimas para invertir. Esta sensibilidad es probable que aumente conforme los objetivos de la política energética sean más agresivos y las estructuras de costes fijos se incrementen.

#### b) La visión del regulador

El regulador es el responsable de vigilar que la inversión se realice en un entorno que maximice la competencia y reduzca el riesgo de sobreinversión. Esto normalmente deriva en no aislar al inversor de los riesgos, ya que puede alimentar ineficiencias y sobreinversiones.

Sin embargo, parece razonable no exigir al inversor la asunción de ciertos riesgos como, por ejemplo, el riesgo asociado a futuros ajustes de la política energética -por su naturaleza exógena al sector, pero que la experiencia demuestra que son frecuentes y con impacto elevado- y el riesgo tecnológico, ya que a pesar de ser un riesgo endógeno al sector, lo cierto es que -como se ha visto con anterioridad- puede impedir cumplir con unos objetivos en unos plazos determinados. La consecuencia inmediata es que el aislamiento del inversor de estos riesgos resulta incompatible con un mercado sólo energía.

### c) La visión del país/cliente

Busca el mecanismo que permita obtener sus objetivos con el menor coste posible. En el caso de inversiones elevadas puede tener mayor importancia el optimizar el coste de capital. Por ello, es relevante analizar el *trade-off* riesgo-rentabilidad que va a tener el inversor, de manera que ello permita valorar si el aislarle de ciertos riesgos redundaría en menores costes.

Adicionalmente, la última crisis nos ha recordado que hay sectores que son sistémicos, es decir, son críticos para el funcionamiento del país. Esto implica que si el sector eléctrico quiebra, el país lo acabará nacionalizando o rescatando, como ya ha sucedido en el pasado.

Es decir, el Estado acaba asumiendo en última instancia el papel de garante de último recurso del sector eléctrico e, implícitamente, asume los riesgos del mismo. Por lo tanto, ¿por qué no explicitarlo, contribuyendo a facilitar la inversión privada al reducir los costes? Lógicamente, siempre buscando un equilibrio para evitar que no surja el “*moral hazard*” (riesgo moral) que invite a comportamientos muy arriesgados por parte de inversores. No puede olvidarse que la industria energética es pro-cíclica y, en consecuencia, proclive a un exceso de oferta cuando las señales de precio a corto plazo priman con el rigor tradicional en el análisis del retorno sobre el capital empleado.

En definitiva, las transformaciones tecnológicas relevantes, como las que se van a producir en los próximos años en el sector energético, implican la necesidad de inversión, y dicha inversión precisa de garantías para obtener una seguridad que impida repetir la experiencia histórica de que los grandes saltos tecnológicos incorporan la quiebra del sistema anterior.

Como ya hemos dicho, la búsqueda de soluciones a las externalidades no se resuelve en los mercados con soluciones a coste variable. El inversor tiene como objetivo reducir la incertidumbre respecto a dos parámetros esenciales: la evolución de la propia inversión y la TIR de la misma. La garantía de la inversión podría obtenerse mediante un mecanismo de subastas que garantizaran la contratación a largo plazo del producto generado en las nuevas infraestructuras, con lo que indirectamente también se estaría reduciendo la incertidumbre respecto a la TIR del proyecto.

Sería cuestionable si toda la reflexión precedente no se basa en la hipótesis de que la inversión la puede realizar en exclusiva un inversor privado, y es cierto. Pero, por ejemplo, en el caso de España, es difícil que esta inversión la asuman las Administraciones Públicas con sus actuales niveles de endeudamiento público. De hecho, no hay que olvidar que éstas fueron algunas de las razones por las que en su momento se comenzó la privatización y liberalización del sector eléctrico en Europa.



## 4. Conclusiones

En la sociedad del siglo XXI, hemos hecho de la palabra “cambio” un elemento permanente de nuestras vidas. Si ello es cierto de manera genérica, lo es especialmente en el ámbito de la energía. El entorno de una sociedad cada vez más exigente en sus parámetros de consumo, y que crece exponencialmente a nivel mundial en el segmento de su clase media, dibuja en el futuro más cercano un enorme desafío. Según los datos de la Agencia Internacional de la Energía, en el horizonte de 2040 la demanda de energía tendrá un incremento del 30 %, de la que un 93 % corresponderá a países no pertenecientes a la OCDE.

Esta previsible evolución de la demanda confluye con una evolución de la oferta en la que en países no miembros de la OPEP como Estados Unidos aparecen nuevas fuentes no convencionales, haciendo que el escenario geoestratégico, incluyendo las relaciones internacionales, se esté redibujando, y que se estén creando nuevas relaciones comerciales y nuevas alianzas estratégicas.

En ese nuevo mundo, el sector eléctrico está inmerso en un proceso de transformación que implicará unas inversiones muy elevadas a medio plazo. En el pasado, estas transformaciones han tenido impactos muy significativos en el sector y lo han llevado a una situación compleja. De hecho, una gestión poco acertada de la política energética española durante la última década ha resultado en un sistema eléctrico con un nivel de endeudamiento muy elevado, limitando seriamente la capacidad de acción a futuro.

El trilema energético compuesto por la seguridad del suministro, la sostenibilidad económica y la sostenibilidad medioambiental está en la base de cualquier proyecto de transformación del sector. Asegurar un suministro energético suficiente, eficiente, sostenible y respetuoso con el medio ambiente constituye en nuestros días un requisito imprescindible para la seguridad de cualquier país, además de un interés estratégico de primer orden.

El proceso de transición hacia un sector eléctrico con bajas emisiones precisa de importantes innovaciones tecnológicas para atender una demanda que será creciente en los próximos años. Las condiciones técnicas actuales están inmersas

en un proceso de mejora, pero no permiten alcanzar los objetivos de la COP21 si no se producen avances tecnológicos que requieren la inversión de importantes cantidades de recursos. No puede olvidarse que el 75 % de la energía europea todavía proviene hoy del petróleo, del gas y del carbón. Transitar hacia un modelo de bajas emisiones precisará de capital intensivo en un corto espacio de tiempo, máxime si como sociedad pretendemos que este salto cualitativo no implique un progreso económico diferencial que castigue las regiones menos favorecidas y pueda incentivar su desalineamiento con los objetivos globales.

Corresponderá a los organismos públicos y a los ciudadanos decidir el valor de cada una de las variables y su concreción en un *mix* energético que necesariamente deberá evolucionar en los próximos años, porque resulta evidente que una configuración eléctrica extremadamente eficiente en uno de los tres factores tiene serias implicaciones en el resto de objetivos. La energía es un juego que ningún país puede permitirse perder. Es hora de reconsiderar nuestras fortalezas y debilidades, evaluar las opciones existentes y situarse al frente de las estrategias inteligentes.

La regulación debe ser un medio para atraer los recursos necesarios que permitan dicha transición. Ello requiere necesariamente de procesos de complicidad entre la iniciativa pública y privada. De otro modo, será inviable económicamente el reto de afrontar los procesos de innovación tecnológica y modificación de las infraestructuras energéticas que el proceso plantea. Colocar la eficiencia como prioridad en la política nacional, apostar por las energías renovables y mejorar las condiciones para los consumidores de energía requiere trabajar conjuntamente para poder optimizar la oferta, haciendo que recaigan únicamente en el sector aquellos costes reales directamente vinculados a la generación, distribución y comercialización de la energía, y evitando que el precio final absorba costes sociales imputables a la cuentas públicas, que minan nuestra competitividad y no son equitativos desde un punto de vista social.

En ese análisis constructivo, la experiencia de la generación del “déficit tarifario” debe constituir una lección para los próximos años. La sustitución de energías debe apoyarse con incentivos fiscales y no con subvenciones que acaban generando un exceso de inversión y posteriores sobrecapacidades inviables en términos de rentabilidad. Las variables de demanda deben generarse en el mer-

cado y no por parte del Estado, y los incentivos fiscales deben ser un apoyo para ello, en la medida en que no suponen un coste finalista ni incentivan capacidad innecesaria. El beneficio derivado de un incentivo fiscal no es un coste inmediato; solamente se genera cuando hay demanda y ésta es solvente.

La reforma del mercado eléctrico debería minorar el porcentaje de energía que, estando subvencionada y con prioridad de despacho, deprime el precio de los demás participantes. Son necesarias señales de precio que atraigan la inversión y fomenten proyectos competitivos en régimen de mercado abierto.

La evolución de los fundamentales presenta un elevado nivel de incertidumbre. Nadie sabe exactamente hasta qué punto los procesos de disrupción tecnológica en el ámbito energético pueden modificar los equilibrios actuales. No obstante, hoy por hoy, existe abundante consenso en el crecimiento del gas y las energías renovables, que saldrán reforzadas. La evolución del sector eléctrico en los próximos años vendrá enmarcada en las tres tendencias principales que definirán el futuro general del sector energético: el crecimiento impulsado por los mercados emergentes, la evolución del *mix* de generación hacia renovables y gas natural y la aparición de nuevos modelos de negocio ligados a la innovación.

Así pues, las energías renovables y el gas se perfilan como los vectores clave para cubrir la evolución de la demanda, especialmente acentuada en los mercados emergentes, e incluso en los peores escenarios previstos por los analistas, ambas energías son las únicas que incrementarán su peso en los próximos años. Todo hace pensar que la participación de las energías renovables continuará creciendo, especialmente en el caso de la electricidad solar, y que el gas constituirá la potencia básica de respaldo, pudiendo llegar a doblar su presencia en el *mix* energético en el 2050, según el último estudio de escenarios del World Energy Council.

Ello no quiere decir que deban abandonarse otras tecnologías, que resultarán imprescindibles en el proceso de transición. No debe descartarse *a priori* ninguna de ellas, porque cada una juega su papel en el *mix* de generación eléctrica.

Los objetivos de política energética van a ser pues muy ambiciosos, tanto en las metas como en la velocidad en la que se pretenden acometer. Se deberá potenciar el desarrollo del almacenamiento energético, mejorar la interconexión

regional e impulsar una producción más descentralizada, un consumo más eficiente y la diversificación de los suministros. En esa línea, hay que retribuir adecuadamente la distribución para garantizar la calidad del suministro y reforzar nuestras conexiones internacionales, para que España deje de ser una isla energética. Y, todo ello, hay que conjugarlo con el impulso a una innovación que es la auténtica garantía de nuestro futuro.

Estos objetivos son una externalidad del sector eléctrico, por lo que para su consecución será necesario garantizar la inversión y minimizar el coste, equilibrando la imprescindible existencia de competencia, lo que implica que los inversores tienen que asumir ciertos riesgos, con una protección razonable a los mismos. La transformación del *mix* energético precisará en los próximos años de una enorme inversión en redes y en infraestructuras, y ello requerirá que las empresas del sector puedan ser competitivas. Según la Agencia Internacional de la Energía, se necesitará invertir más de 13 trillones de dólares en tecnologías de bajo contenido en carbono y en medidas de eficiencia energética hasta 2030 para cumplir con los objetivos previstos.

La transición energética no va a ser pues ni fácil ni rápida. El mundo de la energía precisa de empresas grandes y sólidas, que puedan garantizar redes de distribución eficaces y seguras, donde el *mix* de generación contribuya a la seguridad del suministro. Para ello, será necesario complementar los mercados sólo energía con otros mercados y/o mecanismos de precio. Debemos disponer de modelos regulatorios estables que incentiven las inversiones necesarias y garanticen su retorno.

En definitiva, la industria y los consumidores deben ser los auténticos decisores del futuro *mix* energético y su fundamento deberá estar en una auténtica competencia. La excesiva politización y el populismo no contribuyen a generar la competitividad y la innovación que acabe repercutiendo en beneficios sociales y en un menor coste de la energía. Los marcos regulatorios deben ser predecibles, objetivos y transparentes para poder alcanzar un suministro energético sostenible económica y medioambientalmente. La estabilidad en las políticas energéticas es vital para dotar de seguridad jurídica a un sector que requerirá de fuertes inversiones en eficiencia y desarrollo de nuevas tecnologías.

La evolución de las mentalidades es siempre más lenta que la evolución de las realidades. A lo largo de toda su historia la energía ha avanzado de la mano de la investigación y de la ciencia, pero en los próximos años los conocimientos van a tener un creciente protagonismo. Iniciábamos este discurso hablando de los límites del crecimiento. El crecimiento depende de la innovación tecnológica. Y entramos en una nueva época en la que los límites del crecimiento dejan de estar en los recursos y se centran en las ideas y en las capacidades de las personas. El cambio fundamental del siglo XXI será que vamos a depender de nosotros mismos, de nuestra formación, de nuestras decisiones y, por encima de todo, de nuestra voluntad.

Con esa creencia, la transición energética debe interiorizarse como una oportunidad en el sempiterno objetivo de potenciar el crecimiento y la generación de empleo de calidad. Aprovechemos el momento histórico que vivimos para construir un mundo más sostenible. La superación, el diálogo y la solidaridad de todas las partes implicadas serán las claves para lograrlo.

Especialmente en el campo de la energía, nos enfrentamos a desafíos ambientales impresionantes y a la posibilidad cercana de que la tecnología nos permita dibujar un futuro mucho más equilibrado y sostenible. Las nuevas ideas que riegan el campo de las ciencias y la tecnología están transformando nuestras vidas y permiten ver cercano el sueño de un control de los recursos energéticos que permita impulsar el crecimiento económico.

El renacimiento tecnológico industrial es un reto especialmente significativo para Europa, porque conlleva nuestra supervivencia como sociedad del bienestar y es el soporte de las políticas de unas Administraciones que deben ser capaces de prevenir desequilibrios sociales que nos podrían conducir a sociedades más frágiles e inseguras.

Dar prioridad a estos objetivos es el mejor regalo que podemos hacer a las futuras generaciones, pero incorpora la necesidad de un trabajo colectivo, rompiendo las rigideces de los apriorismos geopolíticos, eliminando las barreras dentro y entre las naciones en lugar de construirlas, y aplicando esfuerzo y talento a hacer posible también en el campo de la energía el sueño de Jean Monnet cuando reiteraba la necesidad *“de que los pueblos vivan juntos, bajo normas e instituciones*

*comunes libremente aceptadas, si quieren alcanzar las dimensiones necesarias para su progreso y conservar el dominio de su destino”.*

*Para finalizar, permítame, Sr. Presidente, que manifieste mi satisfacción por el hecho de que este acto se celebre en la sede de Fomento del Trabajo Nacional, entidad de la que me honro en ser vicepresidente. Es en un acta de la Junta Directiva de la patronal catalana, de 10 de noviembre de 1943, donde se recoge la petición de la entonces llamada Sociedad de Ciencias Económico-Financieras para utilizar estos locales como sede social y lugar de celebración de actos, motivando la misma en el hecho de ser el organismo continuador de las funciones de la Academia Científico Mercantil y de la Sociedad de Estudios Económicos, que tenían y tiene todavía -en este último caso- su sede en este edificio.*

*Continuadores de esta tradición, la Real Academia sigue celebrando sus solemnes sesiones en este Salón de Actos, bajo la alegoría de las pinturas murales de Ernest Santasusagna, que desde 1935 simbolizan la necesidad de aunar el trabajo con la ciencia; una vez más, la praxis con la teoría, el conocimiento con la acción.*

*Con ese espíritu, agradezco una vez más el honor que me otorgan, y a todos los que nos han acompañado, el regalo de su tiempo y de su atención.*

Muchas gracias.

## **Bibliografía**

- AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER), COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER) (2016). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015.
- ALVAREZ PELEGRI, Eloy y ORTIZ MARTINEZ, Iñigo (2016). La transición energética en Alemania (Energiewende). Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad. Cuadernos Orkestra 2016/15.
- ALVAREZ PELEGRI, Eloy y otros (2014). Energía y regulación. Lecciones del pasado y propuestas para el futuro. Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad. Cuadernos Orkestra 2014/8.
- AMCHAM SPAIN (2015). Sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico español: análisis, diagnóstico y recomendaciones de carácter macro. Cámara de Comercio de Estados Unidos en España.
- BEATO, P. (2005). La liberalización del sector eléctrico en España, ¿un proceso incompleto o frustrado?. Información Comercial Española (ICE).
- CCEIM (2011). Cambio Global España 2020/50: Energía, Economía y Sociedad. Fundación General Universidad Complutense de Madrid.
- CEDE (2015). La energía que precisamos. Lo que el directivo debe saber sobre el sector energético. Fundación CEDE.
- CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA (2016). Balance energético de 2015 y perspectivas para 2016. Biblioteca de la Energía.
- CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA (2015). La energía hoy en España: 15 temas clave para la próxima legislatura.
- CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA (2000). Energía en el nuevo milenio. Biblioteca de la Energía.
- CNMC (2014). El mercado mayorista y minorista de la electricidad.

- COSTA-CAMPI, M. T. (2014). “El proceso de liberalización de la economía española: El caso del sector eléctrico” en Alonso Rodríguez, J. A., Myro, R., Fernández-Otheo, C. M. y Verga, J., Ensayos sobre economía española: Homenaje a José Luis García Delgado, Civitas.
- COSTA-CAMPI, M. T. (2016). Evolución del sector eléctrico español (1975-2015). ICE 337.
- COSTA-CAMPI, M. T., GARCÍA QUEVEDO, José y SEGARRA, Agustí (2015). Energy efficiency determinants: An empirical analysis of Spanish innovative firms. Energy Policy 83.
- COSTA-CAMPI, M. T., BATALLA, Joan y MASSA, Xavier (2016). “Los retos del sector energético frente al Cambio Climático”. Revista Econòmica de Catalunya, núm. 73.
- DIAZ MENDOZA, Ana, LARREA BASTERRA, Macarena, ALVAREZ PELEGRI, Eloy y MOSÁCULA ATIENZA, Celia (2015). De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español. Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad. Cuadernos Orkestra 2015/10.
- D’OULTREMONT, Clémentine y GENARD, Quentin (2016). Putting the Paris Agreement at the centre of Europe’s Climate and Energy Map. Egmont Paper 88.
- EUROPEAN COMMISSION (2016). EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050. European Union.
- EUROPEAN COMMISSION (2016). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity. 2016/0379.
- EUROPEAN COMMISSION (2016). Study on the benefits of additional electricity interconnections between Iberian peninsula and the rest of Europe. European Union.
- FUNSEAM (2016). Principales conclusiones del World Energy Outlook 2016. Documento FUNSEAM 05-2016.
- FUNSEAM (2016). El nuevo papel de las empresas distribuidoras de electricidad. Documento FUNSEAM 04-2016.



- INSTITUTO ESPAÑOL DE ESTUDIOS ESTRATÉGICOS (2014). Energía y geoestrategia 2014. Cuadernos de Estrategia 166. Secretaría General Técnica del Ministerio de Defensa.
- JEVONS, William Stanley (1865). The Coal Question. Dodo Press.
- KPMG (2016). The role of natural gas within a Spanish low-carbon economy. KPMG.
- KPMG (2016). 2016 Global Energy Conference. Conference Recap. KPMG.
- LACALLE, Daniel (2014). The Energy World is Flat: Opportunities from the end of Peak Oil. John Wiley & Sons.
- LARREA BASTERRA, Macarena (2013). The Challenge of Energy Regional Cooperation within Europe: Spain, Portugal and France. Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad. Cuadernos Orkestra 2014/6.
- PIGOU, Arthur Cecil (1920). La economía del bienestar. Aguilar.
- PIN ARBOLEDAS, José Ramón y SUAREZ RUZ, Esperanza (2012). Impacto del sector del gas en la competitividad y el empleo. IESE.
- RIFKIN, Jeremy (2011). La Tercera Revolución Industrial. Paidós. Estado y Sociedad.
- RIVERO TORRE, Pedro (2015). Antecedentes y visión global de la reforma eléctrica en España. Cuadernos de Energía, núm. 44, pp. 54-60.
- RODRÍGUEZ MONROY, C. (2002). Evolución histórica reciente y situación actual del sector eléctrico español. Cuadernos de Economía, vol. 25, pp. 429-439.
- ROLDÁN VILORIA, José María (2013). Energías renovables. Paraninfo.
- SEBASTIÁN, Miguel (2013). Algunas reflexiones sobre la situación energética. Club Español de la Energía. Cuadernos de Energía, núm. 41, pp. 36-42.
- SMIL, Vaclav (2010). Energy. Myths and realities. Bringing science to the energy policy debate. Aei Press.
- SUDRIA, Carles (2006). Un bosquejo histórico de la energía en la industrialización de España, en CNE, Energía: Del Monopolio al Mercado. CNE, Diez Años en Perspectiva. Thomson Civitas.

TRACTEBEL ENGINEERING (2016). Study on the benefits of additional electricity interconnections between Iberian peninsula and rest of Europe. European Union.

UNESA (2016). 2015: Informe Eléctrico, Memoria de Actividades y Memoria Estadística.

### **Webs de consulta**

<http://www.orkestra.deusto.es/es/>

<http://www.kpmgglobalenergyinstitute.com>

<https://www.cnmc.es/es-es/energ%EDa/sobreenerg%EDa.aspx>

<http://energyandcarbon.com>

<http://www.journals.elsevier.com/energy-policy>

<http://www.energiaysociedad.es>

*Laudatio* y Discurso de contestación por el Académico de Número

EXCMO. SR. DR. ALFONSO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ



EXCMO. SR. DR. ALFONSO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Excmo. Sr. Presidente de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras  
Excmas. e Ilustrísimas Autoridades  
Excmos. e Ilmos. Sres. Académicos  
Familiares y amigos del Ilmo. Sr. Dr. D. Ramón Adell Ramón  
Señoras y Señores

Mi sincero reconocimiento al Presidente y Junta de Gobierno por permitirme esta intervención, dirigida a glosar la amplia personalidad científica y profesional del recién incorporado Académico, Dr. D. Ramón Adell Ramón, como Correspondiente para Cataluña. También confiarme la contestación a su excelente discurso de ingreso.

### **Personal**

Conocí a Ramón Adell en los años setenta y muchos como un muy destacado alumno. Cursaba entonces en la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Barcelona una asignatura que yo impartía, Matemática de la Financiación, correspondiente a la Licenciatura. Posteriormente siguió mi Curso de Doctorado sobre Productos derivados, Futuros financieros y Opciones financieras. Dirigió su tesis doctoral sobre los Mercados de Futuros, calificada “*cum laude*” en 1988. Su trabajo doctoral tenía relevancia especial, pues coincidía con la implantación del Mercado de Futuros en la Bolsa de Barcelona, alternativa a la del Mercado de Opciones en la Bolsa de Madrid.

Desde entonces he seguido su evolución, académica y profesional, con la satisfacción del profesor recompensado por aquellos alumnos que logran las altas metas con su esfuerzo e inteligencia. Es buen momento para un recuerdo cariñoso a su fallecido padre, y al natural orgullo que sentiría hoy viendo cumplidos en Ramón Adell sus mejores consejos y orientaciones, lo cual también hago extensivo a su madre con un especial afecto.

## **Laudatio**

En su formación académica y profesional figuran los títulos de Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad de Barcelona (1981), Doctor por la misma Facultad y Universidad (1988), Licenciado en Derecho por la Universidad de Barcelona (2001), Auditor-Censor Jurado de Cuentas, miembro del Registro Oficial de Auditores Contables (1983), Analista Financiero, miembro del Instituto Español de Analistas Financieros (1989).

Pertenece el Dr. Adell a importantes asociaciones profesionales: (AECA) Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, (AEDEM) Academia Europea de Dirección y Economía de la Empresa, Ilustre Colegio de Economistas de Cataluña, Ilustre Colegio de Abogados de Barcelona, Instituto de Censores Jurados de Cuentas de España, (AUDECO) Asociación Universitaria de Estudios Comunitarios, (SIGEF) Sociedad Internacional de Gestión y Economía Fuzzy.

Se asienta su labor científica y profesional en tres pilares que son reflejo de su amplia actividad académica, profesional y asociacional organizativa.

En su proyección profesoral, es en 1994 Catedrático de la Universidad de Barcelona, ha sido profesor invitado y conferenciante de Másters y Cursos de Postgrado en diversas Universidades, Instituto de Censores Jurados de Cuentas de España, Escuela de Dirección y Administración de Empresas de Barcelona, (ICADE) Instituto Católico de Administración y Dirección de Empresa de Madrid, (IEF) Institut d'Estudis Financers de Barcelona, Universidad Internacional Menéndez Pelayo, así como de Seminarios internacionales celebrados en Costa Rica, Guatemala y Panamá.

En el ámbito empresarial, ha sido Auditor y Consultor en PRICE WATERHOUSE (1981-1985), *Controller*-Adjunto a la Gerencia en GRUPO MENARINI (1985-1989), Asesor de la Sociedad Rectora del Mercado Es-

pañol de Futuros y Derivados y posteriormente Dirección de Regulación y Miembros del Mercado (1989-2000), ello como reconocimiento a su especialización doctoral, y adjunto al Presidente en GRUPO EMMSA (2001-2005). Es Socio-Director de GABESADE, S.L (2001-...), Consejero dominical de INTERMAS NETS, S.A. (2005-...), Consejero independiente del GRUPO TAURUS, (2007-...), Consejero independiente en el Consejo de Administración de GAS NATURAL FENOSA, S.A. (2010-...) presidiendo su Comisión de Auditoría (2012-...), Consejero independiente en ORYZON GENOMICS S.A. presidiendo su Comisión de Auditoría (2015-...), y miembro del Consejo Asesor de (PFU) Planeta Formación y Universidades (2015-...).

En su actividad asociacional organizativa de directivos, ha sido partícipe en la creación de (CEDE) Confederación Española de Directivos y siendo Vicepresidente actual (1997-...); Vicepresidente de la (FDE) Fundación Española de Directivos (2008-...). Ha sido Presidente de (AED) Asociación Española de Directivos (2000-2010), ahora Presidente de Honor (2010-...), y es miembro fundador del “Spanish Leader Network” (2015-...).

En su actividad asociacional patronal, ha sido Presidente de la Comisión de Economía y Fiscalidad del Foment del Treball (2011-2014), en el presente Vicepresidente (2014-...). Es Vocal Consultor del Pleno de la Cámara de Comercio de Barcelona (2009-...), Presidente de la Societat d’Estudis Econòmics (2011-...), entidad de especial relevancia histórica para nuestra RACEF por ser predecesora de ella, y miembro de la Junta Directiva del Instituto de Estudios Económicos (2015-...).

En el ámbito asociacional deportivo, ha sido cuatro años Presidente de la Comisión Económica del FC Barcelona, posteriormente Presidente de la Comisión Gestora en 2015.

Entre sus muchas publicaciones figuran: *“Los Mercados de Futuros: un análisis funcional y prospectivo”*, tesis doctoral calificada *“cum laude”*. Ed. Universidad de Barcelona (ISBN:84-7528-805-7), Barcelona, 1988; *“Gestión de tesorería con futuros financieros”*, premio EADA 1990. Ed. Gestión 2000, S.

A. (ISBN: 84-86703-53-0), Barcelona, 1991; *Fiscalidad de las operaciones de futuros y opciones*”, accesit al Premio Estudios Financieros (1994) Revista de Contabilidad y Tributación, nº 140 noviembre 1994; “*Los Contratos de Futuros y Opciones Financieras*”, colaboración en la obra “*Conocer los Mercados Financieros*”. Ed. Pirámide, S. A., Madrid, 1995; “*Opciones y Futuros Financieros*”, colaboración en “*Empresa y Gestión*”, Ed. Pirámide, S. A., Madrid, 1996; coautor y miembro del Comité Asesor del “*Curso Superior en Dirección Financiera y Contable*”. Ed. Deusto, S.A., Bilbao, 1997; “*Dirigir en el siglo XXI*”. Fundación Española de Directivos. Ed. Deusto, Bilbao, 2002; todo aparte ponencias y artículos en Congresos y Revistas especializadas en Economía de la Empresa.

Ha recibido los premios de “*Ciudadano Europeo*” (2003), a la “*Excelencia Académica*”, por la Asociación de Contabilidad y Dirección de Empresas (2009), “*Honorary Degree*” (2011), medalla de Plata del Colegio Oficial de Titulares Mercantiles (2014), y es “*Miembro de Honor del Consejo Superior Europeo de Doctores y Doctores Honoris Causa*” (2015).

En su discurso de ingreso, nuestro recién incorporado académico alude, con acierto, al emblemático lema de nuestra Real Corporación “*Utraque Unum*”. Quienes por largos años de vida tuvimos fortuna estudiando un incomparable bachillerato, de cinco cursos de latín y uno de griego, aparte disfrutar de la traducción de las “*Catilinarias*” de Cicerón y de la consiguiente mejor formación añadida a nuestro propio idioma, sabemos que el sufijo latino “*que*” tras el neutro “*ultra*” significa la conjunción “y”. En nuestro lema esta conjunción significa sinergia de las partes en un todo superior a su suma. Significa conjunción de estudios e investigaciones, puramente académicos, con exitosas aplicaciones empresariales y profesionales. Camino metodológico de las Ciencias Económicas y Financieras que conduce a la excelencia, compromiso y fin último de nuestra Real Corporación. También recogido en la epistemología popperiana como *falsación*, dando valor a la proposición científica no controvertida por prueba experimental.



Concurre muy particularmente en el *currículum* de nuestro recién incorporado académico, donde la conjunción académico-profesional, incluso con la organizativa asociacional, lo hace acreedor de las mejores expectativas de eficaz colaboración en nuestra Real Academia. Nos congratulamos por ello en la seguridad de que por su capacidad de trabajo y por su brillante formación, incluso por su proximidad personal a nuestra sede en Barcelona, el académico será un activo inestimable en nuestra Real Corporación de ámbito español.

## **Discurso**

Desarrolla el académico su discurso sobre las “*Incertidumbres y Retos de la Transformación del Sector Eléctrico*”. El conocimiento de la existencia de la energía eléctrica tiene un origen muy remoto, lo muestra su etimología griega, *ἤλεκτρον* (ámbar). Si bien considerada como un fenómeno magnético, cobra aceptación física energética con Faraday y definitivamente con Maxwell. Pero su consideración económica, como un bien de consumo y factor productivo, sólo se alcanza en los confines del s. XIX, durante el desarrollo tecnológico de la Segunda Revolución Industrial. Curiosamente, tras la iluminación de New York por, el a la vez inventor científico y prestigioso empresario, Thomas Alva Edison. A partir de ello la electricidad tiene un precio y coste, oferta y demanda, tiene mercado. Junto a la física, se le reconoce su naturaleza económica. Con ello nos iniciamos en el fondo del discurso del académico ingresado.

A diferencia de otros bienes o factores productivos, de una naturaleza más elemental, la producción de la electricidad no es nada simple, pues se basa en la transformación de otras energías alternativas precedentes, hidráulicas, calóricas, foto-voltáicas, eólicas, físico-nucleares, etc., y aun alguna más por descubrir o incorporar. Ello, no sólo implica complejidad en la formación de su coste y oferta, sino que añade y condiciona al respeto con otros bienes ecológicos y derechos sociales inalienables. Su propio almacenamiento y transporte tienen características muy diferentes a otros bienes económicos o factores. Su particular transporte y distribución son también peculiares para la formación del coste.

Por el lado de la demanda su consumo debe ser protegido, social y económicamente. Socialmente, porque afecta al bienestar y derechos fundamentales de los ciudadanos. Económicamente, porque su uso es general en toda actividad económica, exigiendo por ello una especial regulación a los órganos económico-políticos del Estado.

A todo ello alude el académico en su discurso, remarcando su importancia para el crecimiento económico. Nos dice, “El crecimiento económico está basado en buena parte en el consumo de energía, en la medida en que ésta constituye un *input* esencial en la actividad productiva y en la mejora de las condiciones de vida de cualquier sociedad. Existen múltiples constataciones empíricas acerca de la correlación existente entre crecimiento de la actividad económica y crecimiento de la demanda eléctrica”. Más adelante, “Desde un punto de vista social, la electrificación universal de los países desarrollados es un objetivo que se consiguió hace décadas, y que hoy constituye un derecho. De hecho en los países emergentes la no universalidad se considera métrica de su grado de desarrollo. El desarrollo de la civilización va unido al crecimiento del consumo de energía”.

A la innata complejidad del sector eléctrico el académico añade su permanente proceso de transformación y la necesaria agilidad en la toma de decisiones. La gestión financiera de la deuda acumulada (30.000 millones de euros en España), las pérdidas generalizadas en empresas europeas (87.800 millones de euros), la necesaria reducción de emisiones contaminantes, la futura ampliación de la demanda eléctrica, el transporte, la inadecuada dimensión de las fuentes de producción eléctrica, todos son retos que reclaman del sector eléctrico una futura profunda transformación.

En cuanto al mercado, el discurso considera las dos posiciones extremas, defendidas respectivamente por Alemania y Reino Unido. Entre ellas existen posiciones intermedias, donde se sitúa España. La posición alemana defiende un mercado de energía único, “añadir cualquier otro tipo de mercado o ingreso sólo aportaría *deadweight*, peso muerto”. Contrariamente, el Reino Unido considera que un mercado puro de energía “no cubre la garantía a medio y largo plazo,

siendo necesario complementar el mercado de energía con un mercado de capacidad, es decir, con un mercado en el que el operador del sistema subasta la punta de demanda prevista comprando capacidad a un precio fijo y pagando después la energía que realmente produce”, en palabras del académico. Respecto al caso español, “[...] constituye un hecho diferencial al combinar un mercado de energía con la existencia de pagos por capacidad, lo que en ocasiones en términos de competencia es considerado como un sistema que discrimina entre tecnologías, no genera un mecanismo de subasta, y aplica criterios arbitrarios a la subvención por capacidad”.

Considera el Dr. Adell ser éste un debate crucial en cuanto al modelo a seguir en el futuro, ya que el modelo de mercado es una pieza fundamental en la actividad económica pues afecta a los criterios para la definición de incentivos y para la formación del precio en el mercado eléctrico.

A este fin, el académico marca en su trabajo tres líneas demostrativas de retos inaplazables en el sector eléctrico, a la vez que añade propuestas para una posible solución.

En la primera línea considera el largo plazo de vida útil para las inversiones (de 20 a 50 años), exigiendo por ello una estabilidad que precisa de consenso muy superior a una legislatura. Pero las especificidades del sector eléctrico no lo favorecen, citando el desalineamiento de los agentes, la variedad en actividades y configuración actual del mercado, y la estructura de costes e ingresos.

En la segunda línea analiza su evolución histórica en transiciones tecnológicas y del modelo de negocio. Nos dice, “con un impacto sustancial en la estructura del sector que, en algunos casos, lo han llevado a situaciones que han comprometido seriamente su viabilidad y sostenibilidad financiera”.

Considera, en la tercera línea la prospectiva futura del sector eléctrico, con múltiples incertidumbres que resume, en una evolución de la demanda sometida a tendencias macroeconómicas, en una evolución de la oferta condicionada por

la evolución tecnológica, y, finalmente, en una evolución de la política energética con su consiguiente regulación.

Entre sus conclusiones el académico muestra su previsión respecto a la necesaria transformación futura del Sector Eléctrico, señalando en cuanto a la evolución de la demanda su previsible crecimiento exponencial a nivel mundial, preferentemente por el consumo de la clase media. Cita los datos de la Agencia Internacional de la Energía que prevén para el año 2040 un incremento del 30%, del que un 93% corresponderá a países externos a la OCDE. En cuanto a la evolución de la oferta señala que en países no pertenecientes a la OPEP, como son los Estados Unidos, aparecen nuevas fuentes no convencionales, nuevas relaciones comerciales y nuevas alianzas. A este escenario se agregarán innovaciones tecnológicas que implicarán una necesaria reducción de las emisiones para alcanzar los objetivos de la COP21, todo lo cual aboca en inversiones muy elevadas en un corto plazo a las que no contribuye el generalizado endeudamiento actual del sector eléctrico.

La seguridad del suministro, la sostenibilidad económica y la medioambiental, son para el académico bases incuestionables en un proceso de transición del sector eléctrico. En el presente, un 75% de la energía europea procede del petróleo, gas y carbón. La concreción del futuro *mix energético*, contemplando su incidencia en la desalineación de las regiones menos favorecidas, precisa de los organismos públicos y de los ciudadanos, una “complicidad entre la iniciativa pública y la privada”.

La experiencia del déficit tarifario no debiera repetirse en un futuro, los incentivos fiscales debieran siempre suplir a unas subvenciones que alteran peligrosamente el equilibrio rentable sostenible.

Considera con acierto el discurso que la evolución futura del sector se someterá a tres tendencias, crecimiento de los mercados emergentes, evolución del *mix* hacia energías renovables y gas natural, y una innovación generadora de nuevos modelos de negocio.

Finaliza este excelente discurso nuestro académico correspondiente para Cataluña, Ilmo. Sr. Dr. D. Ramón Adell Ramón, con un pensamiento y un deseo: “[...] la transición energética debe interiorizarse como una oportunidad en el sempiterno objetivo de potenciar el crecimiento y la generación de empleo de calidad. Aprovechemos el momento histórico que vivimos para construir un mundo más sostenible. La superación, el diálogo y la solidaridad de todas las partes implicadas serán las claves para lograrlo”.


Muchas gracias por su amable atención.







*Real Academia  
de Ciencias Económicas y Financieras*

PUBLICACIONES DE LA REAL ACADEMIA  
DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS

\*Las publicaciones señaladas con el símbolo  están disponibles en formato PDF en nuestra página web:  
<https://racef.es/es/publicaciones>

\*\*R.A.C.E.F. T.V. en  o 

Los símbolos  y  indican que hay un reportaje relacionado con la publicación en el canal RACEF TV





ANEXO

REPORTAJE FOTOGRÁFICO  
DEL ACTO DE INGRESO

16 de febrero de 2017





Ilmo. Sr. Dr. Ramón Adell Ramón (Académico Correspondiente para Cataluña)



El Dr. Ramón Adell aporta su firma al Libro de Honor en presencia del Presidente y de los Académicos, Dr. Ramón Poch (izquierda) y Dr. Fernando Casado (derecha).



El nuevo Académico Dr. Ramón Adell Ramón en el centro junto al Presidente y a los otros miembros de la Real Corporación asistentes a la Solemne Sesión de Ingreso.



El Dr. Adell durante la toma de juramento en compañía de sus introductores Dr. Ramón Poch y D. Antonio Pont.



El Presidente Dr. Jaime Gil Aluja impone la medalla como Académico Correspondiente para Cataluña.



El nuevo Académico de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras junto a los Académicos Dres. Antoni Castells y Francesc Granell es saludado por el Dr. Alfonso Rodríguez Rodríguez, encargado de la *Laudatio* y el Discurso de contestación.



El Salón de Actos principal de Fomento del Trabajo Nacional congregó a numerosos asistentes para recibir al Dr. Ramón Adell como nuevo Miembro de la Real Corporación.



Catalfell Laforo©

El Dr. Ramón Adell posa junto a su esposa e hijo.



El Dr. Ramón Adell expresa su satisfacción a los asistentes a la Cena conmemorativa de su Ingreso en la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras, celebrada en el Restaurante 7 Portes.

