

Dr. David Robinson

# Análisis comparativo de los precios de la electricidad en la Unión Europea y en Estados Unidos:

## **UNA PERSPECTIVA ESPAÑOLA**

OCTUBRE/2015





## Dr. David Robinson

Presidente de David Robinson & Associates.

[www.davidrobinsonassociates.com](http://www.davidrobinsonassociates.com)

Las opiniones incluidas en este documento pertenecen al autor y no necesariamente representan las opiniones de las consultoras ni de los centros de investigación (ni sus miembros) con los que el Dr. Robinson está asociado.

PATROCINADO POR:

 Eurocofin  
[www.eurocofin.es](http://www.eurocofin.es)

PAG  
**05** **01.** INTRODUCCIÓN

---

PAG  
**14** **02.** COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS

---

PAG  
**43** **03.** ESPAÑA: PRECIOS FINALES Y LA CUÑA GUBERNAMENTAL

---

PAG  
**52** **04.** CONSECUENCIAS, RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

---

PAG  
**56** ANEXOS

---





# 01.

## INTRODUCCIÓN

El presente estudio compara las tendencias en los precios finales de la electricidad en la Unión Europea (UE) y en los Estados Unidos (EE.UU.) durante el periodo comprendido entre 2008 y 2014, centrándose particularmente en la comparación de España con otros países de la UE y con algunos estados norteamericanos. Está enfocado en los precios de los consumidores residenciales, comerciales e industriales para los que existe información pública contrastada. Hay que puntualizar, no obstante, que estas comparaciones deben utilizarse con la debida cautela para los clientes industriales de mayor consumo incluidos en el estudio<sup>1</sup>, dado que los precios notificados no siempre son comparables y pueden no reflejar el coste real del suministro eléctrico.

Este informe es la continuación de un estudio previo, del cual soy asimismo autor, en el que se comparaban los precios eléctricos existentes dentro de la UE desde una perspectiva española<sup>2</sup>. El objetivo de este nuevo estudio consiste en explicar en qué medida y por qué los precios eléctricos finales han aumentado en la UE, y especialmente en España, en comparación con los de EE.UU.

Resulta importante discernir entre tendencias de precios y niveles de precios. Existe una inequívoca tendencia a que los precios eléctricos finales aumenten más en la UE que en EE.UU. durante el periodo citado. Esta tendencia es particularmente evidente en el caso de los consumidores residenciales. No obstante, los niveles de precios varían notablemente con el paso del tiempo y en los diferentes ámbitos. En el presente estudio, trato de explicar las razones por las que se producen las tendencias divergentes entre los precios finales de la UE y los de EE.UU.

Para ello, considero diferentes hipótesis y evalúo la medida en la que estas explicarían esas tendencias divergentes. Empiezo con la demanda eléctrica, porque, a medida que el volumen de demanda de energía (medida en kWh) sea mayor o crece más, menores serán los precios unitarios necesarios para recuperar los mismos costes fijos. Aunque la demanda es un factor importante a la hora de explicar los costes unitarios en diferentes ámbitos, mi conclusión es que la diferencia en el cambio de la demanda de 2008 a 2014 es insuficiente para ofrecer una explicación convincente de la divergencia general de precios eléctricos finales existente entre la UE y los EE.UU.

A continuación, analizo los dos costes principales del suministro eléctrico: el coste de la generación de electricidad, reflejado en los precios del mercado eléctrico mayorista, y el coste de las redes de transporte y distribución. La disponibilidad de gas de esquisto a bajo coste contribuye a explicar por qué los precios del mercado eléctrico mayorista estadounidense no han aumentado. Sin embargo, los bajos costes de gas en los EE.UU. no explican la diferencia que se registra en las tendencias de precios finales de consumo, ya que los precios de la electricidad al por mayor siguen patrones similares en EE.UU. y en la UE por diferentes motivos. Asimismo, parece que los costes de las redes han aumentado a un ritmo similar en la UE y en EE.UU., por lo que tampoco sirven de explicación para justificar las tendencias divergentes en los precios eléctricos finales.

<sup>1</sup> Por no disponer de información pública contrastable de los precios eléctricos de los consumidores eléctrico-intensivos, no están incluidos en este estudio. Ver el anexo 1 para detalles sobre las categorías de consumidores incluidos.

<sup>2</sup> Robinson, David, "Análisis comparativo de los precios de electricidad en la Unión Europea: Una Perspectiva Española". Abril 2014, Eurocofin. [http://www.eurocofin.es/Informe\\_David\\_Robinson.pdf](http://www.eurocofin.es/Informe_David_Robinson.pdf)

# 01.

Mi conclusión es que el motivo principal de dichas diferencias en las tendencias de los precios eléctricos finales se debe a un factor: concretamente, a la “cuña de las políticas públicas” (o “cuña gubernamental”). Este concepto hace referencia a los impuestos no recuperables y otros costes de políticas públicas que se añaden al coste del suministro de electricidad, dando así lugar a un aumento en su precio final.

La cuña gubernamental comprende el coste de responder a múltiples objetivos políticos en función de cada ámbito. En la UE, y especialmente en España, la cuña es mayor y ha crecido más que en EE.UU., medida como porcentaje de la tarifa final y en términos unitarios (en €/kWh). Al final del informe, identifiqué algunas de las consecuencias problemáticas del aumento de la cuña gubernamental en la UE y en particular en España, así como la dirección de las reformas que serían necesarias para abordar este problema.

## A. RESUMEN EJECUTIVO

En mi estudio original sobre los precios de la electricidad en la UE, calculé una cuña gubernamental definida como los costes en el precio final de la electricidad que se derivan de impuestos, gravámenes o cargos para financiar las políticas públicas y que son introducidos por decisiones de los gobiernos. Es decir, es algo que está introducido como una “cuña”, entre, por una parte, los precios resultantes de las actividades reguladas de las redes de transporte y distribución y de los mercados eléctricos libres o competitivos (mayorista y minorista); y, por otra, el precio final de la electricidad. El gobierno es responsable de determinar el tamaño de esta “cuña” y su reparto entre determinadas clases de consumidores.

Este primer estudio ilustró la importancia de esta cuña como determinante de los precios finales en la UE, en especial para los pequeños consumidores. El informe concluyó que la cuña gubernamental explicaba en gran medida un aumento de más del 50% en los precios al por menor para clientes residenciales en España entre 2008 y 2012, y representaba más de la mitad de los precios finales de electricidad residencial en 2012.

En el primer apartado del nuevo estudio, comparo los precios finales de la electricidad y la medida en que la cuña gubernamental los explica y condiciona, tanto en EE.UU. como en la UE, con especial hincapié en una muestra de países europeos (Alemania, Francia, Italia y España) y de regiones estadounidenses (California, Texas y la región nordeste del país). El objetivo es explicar las tendencias divergentes entre los precios finales y averiguar hasta qué punto la cuña gubernamental es el factor determinante. Aparte de la cuña, también examino otras posibles explicaciones. En el segundo apartado del informe analizo las tendencias de los precios finales y la cuña gubernamental en España en comparación con los demás miembros de la Unión Europea y con determinados estados de EE.UU.

**De la comparación de precios finales entre EE.UU. y la UE se extraen varias conclusiones:**

- En primer lugar, para la mayoría de los clientes, los precios finales de la electricidad son, en general, más caros y han aumentado más en la UE que en EE.UU. en el periodo comprendido entre 2008 y 2014. La diferencia surgió de manera particular en el año 2010 y es más pronunciada para los pequeños consumidores que para los grandes. Por ejemplo, los precios para los consumidores residenciales aumentaron aproximadamente un 34% en la UE y un 18% en EE.UU. En el caso de los consumidores industriales, los precios de la electricidad aumentaron, en promedio, más de un 22% en la UE y menos de un 6% en EE.UU.
- En segundo lugar, en ambas regiones, los precios finales de la electricidad varían. Por ejemplo, a pesar de que los precios de la UE suelen ser más altos, la diferencia es menor para grandes consumidores y, en algunos casos (como Francia), los precios europeos para los consumidores industriales son menores que en algunos estados de EE.UU. (p.ej., California y Massachusetts).
- En tercer lugar, las dos regiones tienen algunos patrones similares, pero con matices. Por ejemplo, en ambas, los aumentos absolutos de los precios suelen ser mayores para los consumidores residenciales que para los consumidores industriales. Esto resulta más evidente en el caso de la UE, especialmente en España.

El resto del primer apartado aporta una explicación para las diferencias en las tendencias en los precios finales de la UE y de EE.UU. La hipótesis consiste en que la cuña gubernamental es la explicación más satisfactoria y coherente para explicar estas diferencias. No obstante, analizaré, en primer lugar, tres posibles explicaciones adicionales: diferencias en las tendencias de la demanda, de los precios de la energía al por mayor y de los costes de las redes de transporte y distribución.

- Un factor que influye en el nivel de precios es **la demanda**. Cuanto mayor es el volumen de la demanda (kWh), menores son los costes y precios unitarios para compensar los mismos costes fijos. Esto ayuda a entender porqué los precios eléctricos en los EE.UU. son menores. No obstante, la diferencia acumulada en el crecimiento de la demanda entre las dos zonas es muy pequeña, aproximadamente 3% menos en la UE de 2008 a 2014. Esta diferencia no es lo suficientemente significativa como para contribuir apreciablemente a explicar las diferencias de tendencia en los precios finales observados.
- Analizo **los precios energéticos del mercado diario** en algunos de los principales mercados mayoristas eléctricos de los EE.UU.: Nueva Jersey (PJM), Nueva Inglaterra (ISO-NE), Texas (ERCOT) y California (CAISO). He comparado estos precios estadounidenses con los precios de la energía de los mercados mayoristas diarios de Italia, Alemania, Francia y España.

Puesto que las centrales de gas natural suelen ser la tecnología marginal en muchos de los mercados de EE.UU., los precios de este combustible son el principal impulsor de los precios de la electricidad al por mayor en este país. Gracias a la disponibilidad de gas de esquisto a bajo coste, los mercados mayoristas han experimentado una tendencia a la baja desde 2008.

# 01.

En la UE, la combinación de los bajos precios del carbón, los bajos precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, una creciente producción procedente de energías renovables y la recesión económica da cuenta de por qué los precios al por mayor tampoco han aumentado.

Como conclusión, ambas regiones han registrado precios al por mayor con tendencias relativamente estables o en descenso (aunque con fluctuaciones) durante el periodo estudiado, mientras que los precios finales han continuado al alza, especialmente en la UE. Por tanto, las diferencias en las tendencias de los precios de la energía en los mercados mayoristas no explican el aumento de los precios finales en ninguna de las regiones, ni el mayor aumento de los precios finales en la UE. Debemos considerar otras posibles explicaciones.

- Otra posible explicación de las diferencias entre los precios finales de la electricidad en EE.UU. y en la UE podría estar relacionada con **los costes de las redes de transporte y distribución**. ¿Existen pruebas que demuestren que los costes de red en la UE están aumentando más rápidamente que en EE.UU.?

Resulta difícil encontrar datos de EE.UU. que separen los costes de las redes de los costes de servicios comerciales y de la cuña gubernamental. No obstante, los datos que poseo sugieren que los costes de las redes no parecen explicar por qué los precios finales han aumentado mucho más en la UE que en EE.UU.

En mi primer estudio, demostré que la **cuña gubernamental** explica en gran medida el aumento en los precios finales en la UE. Aunque no es fácil calcular la cuña en EE.UU., el nuevo informe analiza las pruebas de la existencia de una cuña gubernamental inferior en EE.UU. y concluye que ésta no ha crecido como en la UE.

- En primer lugar, un hallazgo significativo con respecto a la hipótesis de una cuña más reducida en EE.UU. que en Europa consiste en la comparación de la proporción del apoyo financiero de las renovables que se halla internalizado en la tarifa. Con la excepción del IVA, el apoyo financiero de las renovables es el componente de mayor amplitud de la cuña gubernamental europea; por ejemplo, en 2012 representaba hasta el 16% de la tarifa en España y Alemania, con un valor promedio europeo cercano al 6%. En cambio, en EE.UU. el apoyo a las renovables se situaba entre el 0 y el 6%, y la media en el 1,5%, de las tarifas finales.
- En segundo lugar, la financiación de las energías renovables en la UE emana principalmente de la tarifa, mientras que en EE.UU. esta financiación depende más de los presupuestos estatales y federales. En líneas más generales, los presupuestos federales y estatales de EE.UU. financian políticas públicas en materia de energía, mientras que en determinados países miembros de la UE se financian mediante las tarifas energéticas.
- En tercer lugar, el hecho de que EE.UU. no recaude un impuesto federal (equivalente al IVA) sobre la electricidad representa otro motivo que explica la inferior cuña gubernamental estadounidense. Esto significa que en la UE la cuña es mayor con respecto a los EE.UU. en parte por la diferencia del importe del IVA (comparado con impuestos locales en EE.UU. normalmente de mucho menos importe) en el caso de los consumidores residenciales que no pueden recuperar este impuesto.

Estas diferencias ayudan a comprobar que hay menos cuña gubernamental en las tarifas eléctricas de EE.UU. que en las de la UE. La conclusión es que la cuña gubernamental es el factor más determinante para entender la diferencia de tendencias de los precios eléctricos finales entre las dos regiones.

El informe presta una atención especial a **California**, pues este estado presenta una de las políticas públicas más activas en lo que al sector energético se refiere, con un énfasis particular en el apoyo a las energías renovables y a los programas de eficiencia energética. Este hecho contribuye a que la cuña gubernamental sea relativamente elevada en comparación con la norma estadounidense. Sin embargo, un estudio de la cuña gubernamental de California sugiere que ésta es relativamente pequeña (como porcentaje de la tarifa) en comparación con la cuña gubernamental de los países de la UE de tamaño similar, especialmente España. Asimismo, la cuña gubernamental de California presenta una tendencia a la baja, a pesar del aumento del coste del apoyo de las renovables.

Tras analizar los factores que están detrás de los precios de la electricidad y concluir que la cuña gubernamental explica en buena medida porqué son más elevados y han aumentado más entre 2008 y 2014 en la UE que en EEUU, analizo las tendencias de los precios finales y la cuña gubernamental en España en comparación con los demás miembros de la Unión Europea, en primer lugar, y con determinados estados de EE.UU.:

- **Los precios finales y la cuña gubernamental en España están entre los más elevados en la UE** y son los que más se han incrementado en los últimos años, en particular para los pequeños consumidores. Los precios finales de la electricidad en España para los consumidores residenciales han aumentado más de un 50% desde 2008. Esto representó el mayor incremento en términos unitarios (en €/kWh) de la UE, lo que llevó a que en 2014 estos precios ocupasen el cuarto puesto en la lista de los países con mayor precio de la UE-28. Este aumento en España se debe en gran medida (73% en el caso de los residenciales) al incremento de la cuña gubernamental que, aunque disminuyó en 2014 consecuencia de las medidas aplicadas en la reforma eléctrica, todavía supone casi la mitad del precio de la electricidad residencial. En términos unitarios, el aumento de los precios para los consumidores industriales ha sido menos pronunciado que para los consumidores residenciales, aunque en términos porcentuales los aumentos para los consumidores industriales fueron relevantes.
- **Los precios de la electricidad en EE.UU. son más bajos y han aumentado menos en términos absolutos (en \$) que los precios españoles (en €).** En el segundo semestre de 2014, los consumidores residenciales españoles pagaban un precio medio (en €/kWh) dos veces superior al de EE.UU. En general, los precios de la electricidad en España para los consumidores industriales también son más elevados que en EE.UU. No obstante, los precios españoles se acercan más a los precios de EE.UU. para consumidores industriales, en particular en comparación con California.

# 01.

Finalmente, analizo las consecuencias que tiene contar con una cuña gubernamental elevada y expongo una serie de recomendaciones. **Las consecuencias** de unas cuñas elevadas y crecientes son potencialmente severas. En primer lugar, la cuña gubernamental reduce la renta disponible de los consumidores residenciales, contribuyendo al problema de la pobreza energética. En segundo lugar, la inclusión de costes de políticas públicas en las tarifas eléctricas implica una transferencia de riqueza hacia determinadas industrias, consumidores, regiones y proveedores de combustibles y equipos. Huelga decir que no existen objeciones a la redistribución de la riqueza; pero, cuando se realiza mediante tarifas eléctricas, esta redistribución deja de ser transparente. En tercer lugar, los consumidores industriales pagan una proporción de estos costes políticos, lo cual afecta a su competitividad. En cuarto lugar, la eficiencia y la sostenibilidad del mercado mayorista se ven mermadas cuando determinados agentes del mercado reciben pagos “fuera del mercado”. En quinto lugar, subir los precios por encima de los costes de suministro no tiene sentido si el objetivo es la electrificación de la economía, porque incentiva un mayor uso de combustibles fósiles y puede llevar a decisiones ineficientes por parte de los consumidores eléctricos.

El informe presenta un conjunto de **recomendaciones**. En primer lugar, es necesario definir claramente los objetivos de las políticas públicas y cómo financiarlos. En segundo lugar, por regla general, los costes de las políticas públicas no deberían incluirse en las tarifas eléctricas. En tercer lugar, el desafío no consiste únicamente en reducir el nivel de los precios finales, sino en diseñar una estructura de tarifas eficiente. En cuarto lugar, es importante analizar cuidadosa y críticamente la asignación de costes a las diferentes categorías de consumidores, así como su impacto en la redistribución de la riqueza y la competitividad internacional de las empresas. Finalmente, con la reducción de los costes regulados y el posible traspaso de los costes de estas políticas públicas a los presupuestos generales, habrá que debatir quién va a beneficiarse de los posibles ahorros.

Tanto en la UE como en EE.UU., seguimos ante un problema de costes de políticas públicas al alza y de mercados mayoristas distorsionados por los pagos a ciertas tecnologías fuera del mercado mayorista. La intervención suele mermar el proceso de innovación y los incentivos del mercado que son vitales para el modelo de mercado competitivo. Un importante avance consistiría en aprovechar los mercados competitivos para lograr la descarbonización del sistema energético e incrementar la seguridad y la eficiencia energética, limitando la intervención *ad hoc* y los pagos “fuera de mercado”. Para ello, es necesario reconsiderar el diseño y regulación de los mercados de electricidad libre de emisiones del futuro, así como la transición hacia ellos. Sería muy oportuno que España asumiera el liderazgo en el diseño de una visión a largo plazo y la transición hacia esa visión en Europa.

## B. METODOLOGÍA

En el primer estudio sobre los precios de la electricidad en la UE, se resumieron los componentes principales del precio final eléctrico, incluyendo los costes de la energía (reflejados en los mercados competitivos de generación y suministro), los costes de las redes (reflejados en las tarifas reguladas) y la cuña gubernamental (que incluye los impuestos, gravámenes y otras cargas).

La cuña gubernamental representa los costes en el precio final de la electricidad que se derivan de impuestos, gravámenes o cargos para financiar las políticas públicas y que son introducidos por decisiones de los gobiernos. Es decir, es algo que está introducido, como una “cuña”, entre, por una parte, los precios resultantes de las actividades reguladas de redes y de los mercados eléctricos

libres o competitivos (mayorista y minorista); y, por otra, el precio final de la electricidad. El gobierno es responsable de determinar el tamaño de esta “cuña”, su reparto entre determinados tipos de consumidores y quién recibe los fondos recaudados. La cuña puede apoyar la financiación de los Presupuestos Generales, o programas específicos, como la promoción de las energías renovables y la cogeneración, o la protección del carbón nacional. Los consumidores industriales están exentos, en ocasiones, del pago de estos gravámenes. Además, dado que los consumidores industriales pueden recuperar el IVA, las comparaciones internacionales de sus precios eléctricos no incluyen este impuesto (por el contrario, las comparaciones entre precios eléctricos domésticos sí incluyen ese impuesto).

Este estudio ilustró la importancia de la cuña gubernamental como determinante del precio final en la UE. El estudio concluyó que la cuña gubernamental explicaba en gran medida el aumento de los precios al por menor en clientes residenciales en España entre 2008 y 2012, y representaba más del 50% de los precios finales de la electricidad residencial en 2012.

## ILUSTRACIÓN 1 / COMPONENTES DEL PRECIO FINAL DE LA ELECTRICIDAD



En el presente estudio, comparo los precios de la electricidad (en términos nominales, incluyendo impuestos nacionales no recuperables) y la medida en la que la cuña gubernamental influye en estos precios en EE.UU. y la UE. En la UE, se trata de algo relativamente claro<sup>3</sup> e implica restar los costes de las redes de transporte y distribución y los costes energéticos<sup>4</sup> del precio final; es decir, la cuña gubernamental es un valor residual. Lamentablemente, no se trata de algo claro en EE.UU., ya que la cuña gubernamental está incluida en las categorías del coste (es decir, de energía y de red) de forma no transparente en los datos publicados por el Departamento de Energía del gobierno federal.

<sup>3</sup> Aunque es más claro calcular la cuña gubernamental en la UE que en EE.UU., tampoco es fácil porque elementos de la cuña pueden estar incluidos en las categorías de energía o redes.

<sup>4</sup> En este estudio, no analizo por separado los costes comerciales en el mercado minorista de energía. Estos costes son un componente pequeño del precio final (menos de 5%) y no tengo indicios de que este coste haya cambiado sustancialmente durante el período estudiado.

# 01.

Por tanto, utilizaré tres métodos indirectos para determinar la importancia de la cuña gubernamental en los precios de EE.UU. comparado con el impacto en la UE. El primer método consiste en la comparación de los cambios de la demanda y los componentes principales de costes en los precios finales, particularmente los precios de energía al por mayor y los costes de redes tanto en la UE como en EE.UU., con el objetivo de establecer si ayudan a explicar la diferencia en las tendencias de los precios finales. Cuanto más insignificante sea la explicación, más importantes serán los costes de las políticas públicas que están internalizados en la tarifa eléctrica.

El segundo método consiste en la comparación de cómo determinadas políticas públicas se financian en EE.UU. y en la UE. Especialmente, esto sugiere que los países miembros de la UE financian las energías renovables y otras políticas principalmente a través de la tarifa eléctrica, mientras que la financiación de las políticas establecidas por los gobiernos estatal y federales de EE.UU. depende menos de las facturas eléctricas y más de sus respectivos presupuestos, tanto mediante incentivos (contribuciones directas) como deducciones fiscales. Resulta importante destacar que la cuña gubernamental hace referencia a los costes de las políticas públicas incluidos en el precio final de la electricidad. Cuando los costes de las políticas públicas se cubren gracias a los presupuestos generales del Estado, las tarifas eléctricas no se ven incrementadas, por lo que no haré referencia a estos costes como parte de la cuña gubernamental.

El tercer método analiza el caso de California, un estado reconocido por sus altos precios eléctricos (en el contexto norteamericano) y por su política activa para promover las energías renovables y la eficiencia energética. Este hecho contribuye a explicar la existencia en él de una cuña de políticas públicas relativamente elevada. No obstante, el estudio de la cuña gubernamental de California sugiere que esta es relativamente pequeña en comparación con la cuña gubernamental de los países de la UE de tamaño similar, especialmente España; y que la cuña gubernamental de California presenta una evolución a la baja, a pesar del aumento del coste para el apoyo de las energías renovables.

El estudio se centra en los principales países de la zona euro (España, Francia, Alemania e Italia) así como en una muestra de estados de EE.UU. que asemejan al modelo europeo en el sentido que los mercados mayoristas competitivos influyen en gran medida los precios finales de sus regiones de influencia: Nueva Jersey (PJM), Massachusetts (ISO-NE), Texas (ERCOT) y California (CAISO). La selección de los mercados estadounidenses comprende tanto estados con precios y cuñas gubernamentales más elevadas (por ejemplo, California), como estados con precios más bajos (por ejemplo, Texas).

## C. ADVERTENCIAS

Existen tres consideraciones importantes que deben tenerse en cuenta a la hora de hacer estas comparaciones e interpretar los resultados. En primer lugar, se ha de considerar el tipo de cambio, que no solo fluctúa, sino que ha reflejado una pronunciada apreciación del dólar durante el periodo analizado, lo cual aumenta significativamente los precios estadounidenses al convertirlos a euros<sup>5</sup>. A fin de no conceder un énfasis excesivo al tipo de cambio, expresaré las tendencias de precios en sus divisas correspondientes (es decir, USD o EUR) y los compararé utilizando una única divisa (EUR).

La segunda advertencia tiene que ver con las categorías de los consumidores que se comparan. Para las comparaciones entre la UE y EE.UU., elijo las categorías o tipos de consumidor usadas en Europa (utilizando datos de Eurostat) que más se asemejan en el consumo a las categorías norteamericanas para las que tengo datos fiables (procedentes del Departamento de Energía): residenciales, comercio e industria. No obstante, para las comparaciones dentro de la UE, utilizo diferentes categorías (de acuerdo con Eurostat) porque son las que mejor reflejan el consumo en la región. El Anexo 1 explica con mayor detalle las diferentes categorías utilizadas.

En tercer lugar, no he intentado comparar los precios para los consumidores con mayor consumo de energía, ya que no dispongo de datos públicos fiables al respecto y porque, en muchos países, los precios notificados no reflejan plenamente lo que los consumidores pagan en realidad y no siempre son comparables, debido a la existencia de descuentos, exenciones y privilegios, muchas veces ocultos<sup>6</sup>. No obstante, el problema de la fiabilidad de los datos también existe para los consumidores industriales (grandes pero menos intensivos) incluidos en el estudio porque las estadísticas publicadas por Eurostat tampoco permiten una comparación totalmente homogénea en lo que se refiere a los grandes consumidores. Por un lado, no todos los consumidores están representados en estas estadísticas. Por otro lado, las estadísticas reflejan los precios de los consumidores suministrados por comercializadores, pero no se refleja el precio de los consumidores respecto de los cuales la confidencialidad no está asegurada metodológicamente, ni tampoco los precios asociados a la electricidad que los consumidores adquieren directamente en el mercado mayorista. Asimismo, en determinados países, como España, la metodología de estas estadísticas no permite reflejar los posibles ingresos adicionales que dichos consumidores pueden disfrutar por prestar servicios de gestión de la demanda al sistema eléctrico, como ocurre con la interrumpibilidad, ya que estos ingresos no están incorporados en las facturas emitidas por los suministradores. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que los datos para otros países también pueden ignorar exenciones y reembolsos importantes. Esto sirve para ilustrar que hay que ser precavidos cuando se extraen conclusiones sobre los precios relativos de los grandes consumidores.

<sup>5</sup> Ver el Anexo 2 para el tipo de cambio anual y semestral.

<sup>6</sup> Un estudio reciente realizado para el Ministerio Alemán de Asuntos Económicos y Energía compara los costes para las industrias eléctrico-intensivas. Aunque no comparto las conclusiones y recomendaciones del estudio, los datos ilustran la importante intervención de los gobiernos en Europa en la asignación (entre diferentes categorías de consumidor) de los costes de la política pública y de las redes. Ver Fraunhofer ISI and Ecofys, "Electricity Costs of Energy Intensive Industries, an International Comparison", July 2015.

# 02.

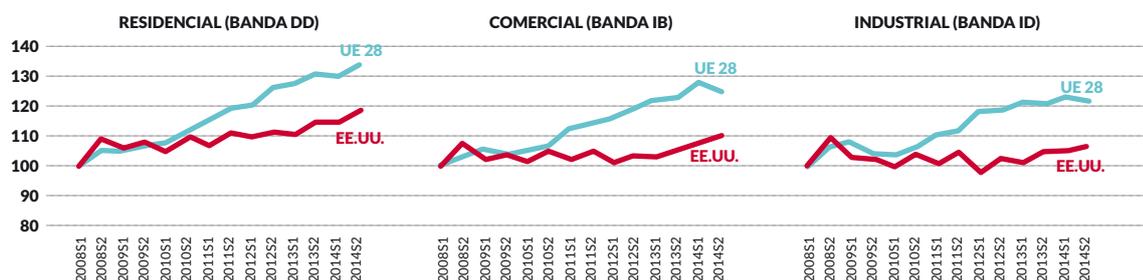
## COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS

### A. PRECIOS FINALES NOMINALES, INCLUYENDO IMPUESTOS NO RECUPERABLES

#### 1. Para la mayoría de los consumidores, los precios finales de la electricidad son más caros por término medio y han aumentado más en la UE que en EE.UU. en el periodo comprendido entre 2008 y 2014

La ilustración 2 muestra que los precios finales de la electricidad han aumentado más rápidamente en la UE que en EE.UU. desde el primer semestre del 2008 hasta el segundo semestre de 2014. Para los consumidores residenciales, los precios estadounidenses aumentaron un 18% en términos nominales (en USD), mientras que los precios de la UE (en EUR) para clientes similares lo hicieron en un 34%. Los precios finales para los consumidores comerciales aumentaron en menos del 10% en EE.UU., frente al 25% de la UE. Para los consumidores industriales, los precios finales subieron un 6% en EE.UU. en comparación con un 22% en la UE.

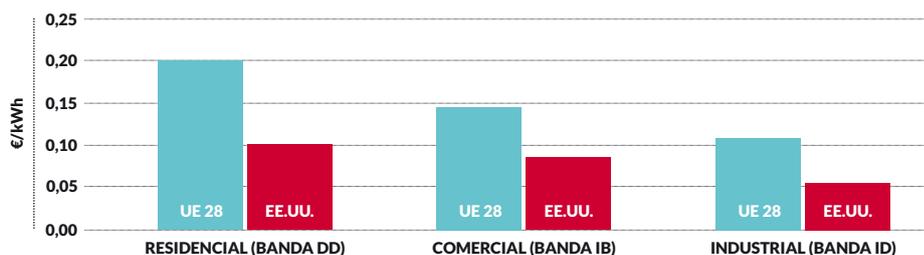
ILUSTRACIÓN 2 / EVOLUCIÓN DEL AÑO BASE DE LOS PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES EN LA UE Y EE. UU. (2008-S1 - 2014-S2)



Fuente: EUROSTAT y US Energy Information Administration (EIA)

Al final del período, los precios finales medios de la electricidad para los consumidores residenciales de los EE.UU. eran la mitad del precio para los consumidores de tamaño similar de la UE (ver ilustración 3). Para los consumidores comerciales, el precio medio de los EE.UU. era el 58% del precio medio de la UE; y, para la industria, el precio medio americano era el 51% del precio de la UE.

ILUSTRACIÓN 3 / PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UE Y EE.UU. (2014-S2)

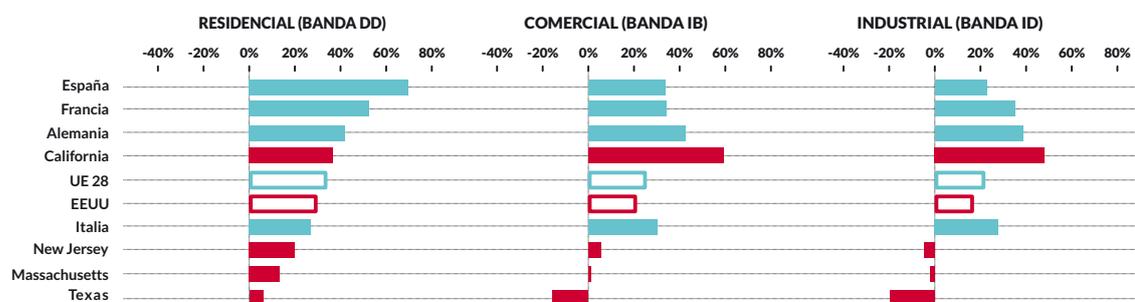


Fuente: EUROSTAT y US Energy Information Administration (EIA)

## 2. Los precios finales de la electricidad varían notablemente entre los países de la UE y los estados de EE.UU

Hay una gran diferencia en la evolución de precios entre ambas regiones durante el período analizado. La ilustración 4 refleja la variación porcentual de los precios finales para diferentes categorías de consumidor entre 2008 y 2014. En todos los países y categorías de la UE, los precios subieron, y es especialmente notable la subida en España para consumidores residenciales. En la mayoría de los estados de los EE.UU., los precios subieron, especialmente en California. Cabe destacar que los precios bajaron en algunos estados; en particular, Texas.

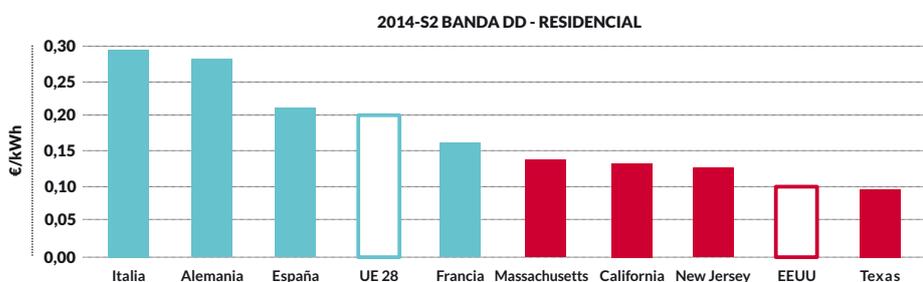
**ILUSTRACIÓN 4 / VARIACIÓN PORCENTUAL DE LOS PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES DE LA UE Y EE.UU. (2008-S1 - 2014-S2)**



Fuente: EUROSTAT y US Energy Information Administration (EIA)

Al final del año 2014, existía una gran dispersión de precios en ambas regiones (ver ilustración 5). En la UE, para los consumidores residenciales, los precios en Italia, Alemania y España estaban por encima de la media; y los de Francia, por debajo. En los EE.UU., los precios de Massachusetts, California y New Jersey estaban por encima de la media; y los de Texas, muy por debajo. Todos los estados de EE.UU. tenían precios más bajos que los países miembros de la UE. En Italia y Alemania, los precios eran casi el triple que los de Texas.

**ILUSTRACIÓN 5 / PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN PAÍSES MIEMBROS DE LA UE Y EN ESTADOS DE EE. UU. (2014-S2)**

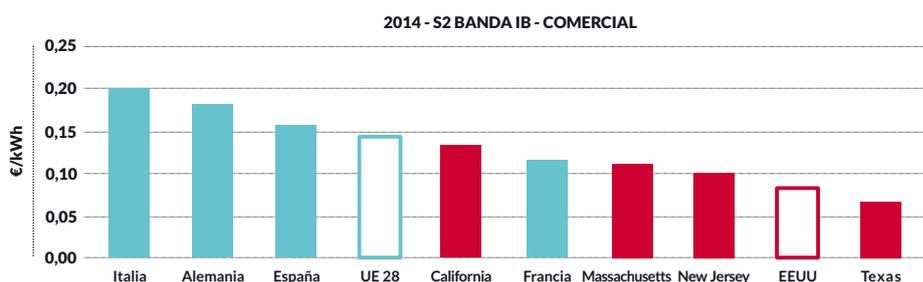


Fuente: EUROSTAT y US Energy Information Administration (EIA)

# 02.

La ilustración 6 refleja una situación similar para los consumidores comerciales. No obstante, en este caso, Francia tenía precios menores que California y similares a los de Massachusetts y New Jersey. Además, se observa una diferencia de precios menor para esta categoría de consumidores entre España y esos mismos estados americanos.

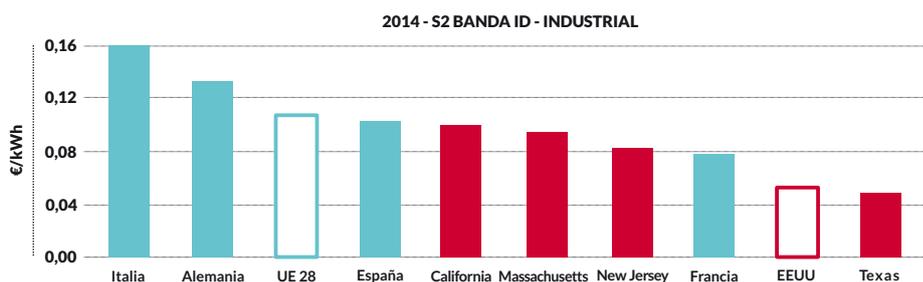
**ILUSTRACIÓN 6 / PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN PAÍSES MIEMBROS DE LA UE Y EN ESTADOS DE EE.UU. (2014-S2)**



Fuente: EUROSTAT y US Energy Information Administration (EIA)

La ilustración 7 confirma las diferencias entre las dos regiones para consumidores industriales, pero con dos matices. En primer lugar, los consumidores en Francia tenían precios más bajos que los de California, Massachusetts y New Jersey. Y, en segundo lugar, aunque en esta categoría de consumidores el precio medio europeo era casi el doble que el precio medio de los EE.UU., los precios en España se acercaban a los precios de los estados más caros de los EE.UU.

**ILUSTRACIÓN 7 / PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN PAÍSES MIEMBROS DE LA UE Y EN ESTADOS DE EE. UU. (2014-S2)**



Fuente: EUROSTAT y US Energy Information Administration (EIA)

# COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS 02.

### 3. Conclusiones sobre los precios eléctricos finales

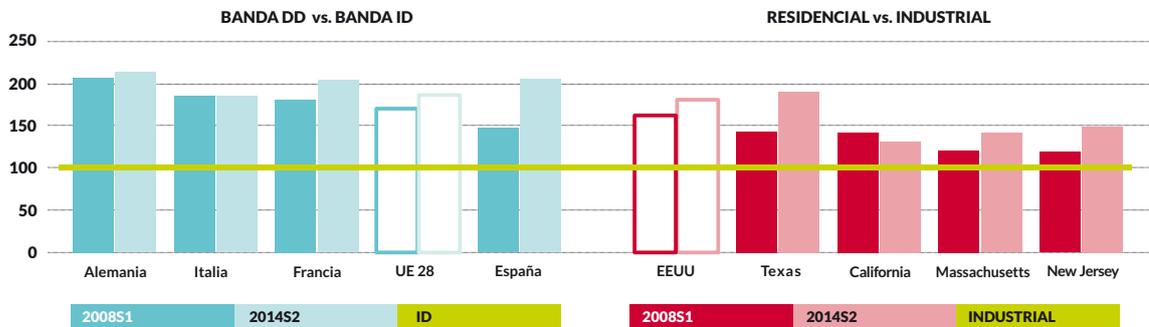
Reconociendo la dificultad de comparar precios finales entre las dos regiones, la comparación entre los estados de EE.UU. y los países miembros de la UE nos lleva a muy diversas conclusiones.

En primer lugar, los precios han subido más en los países miembros de la UE que en los estados de EE.UU.

En segundo lugar, mientras que los precios finales se han incrementado en todos los países de la UE para todas las categorías de consumidores, en algunos estados de EE.UU. éstos han bajado sustancialmente, especialmente en Texas.

En tercer lugar, en casi todos los ámbitos geográficos los consumidores más pequeños (sobre todo los residenciales) experimentan incrementos mayores de precio que los consumidores mayores. Además, cuando bajan los precios, lo hacen más los precios industriales que los residenciales. La ilustración 8 muestra que crece, en la mayoría de los casos, el ratio entre el precio residencial y precio industrial.

**ILUSTRACIÓN 8 / RATIO DE LOS PRECIOS RESIDENCIALES RESPECTO A LOS PRECIOS INDUSTRIALES EN DIVERSOS PAÍSES DE LA UE Y EN ESTADOS DE EE.UU. (2008-S1 - 2014-S2)**



Fuente: EUROSTAT y US Energy Information Administration (EIA)

En cuarto lugar, al final de 2014, los precios europeos estaban por encima de los precios de EE.UU. en casi todos los ámbitos y para todas las categorías de consumidor. No obstante, en cada región había diferencias de precios importantes: los precios más altos en la UE estaban en Alemania e Italia; y los más bajos de la muestra, en Francia, con España en el medio de la tabla. En los EE.U.U, Texas era un estado con precios relativamente bajos, mientras que Massachusetts, New Jersey y, especialmente, California tenían los más altos. Para los consumidores industriales (siempre con la cautela necesaria en la interpretación de los datos), Francia tenía precios más bajos que algunos estados de EE.UU.; y los precios de España se acercaban a los precios de California, New Jersey y Massachusetts.

Tras haber determinado que los precios al por menor en la UE suelen ser más elevados y presentan mayores incrementos que en EE.UU., los próximos apartados se centrarán en analizar algunas hipotéticas explicaciones de este fenómeno.

# 02.

## B. LA DEMANDA

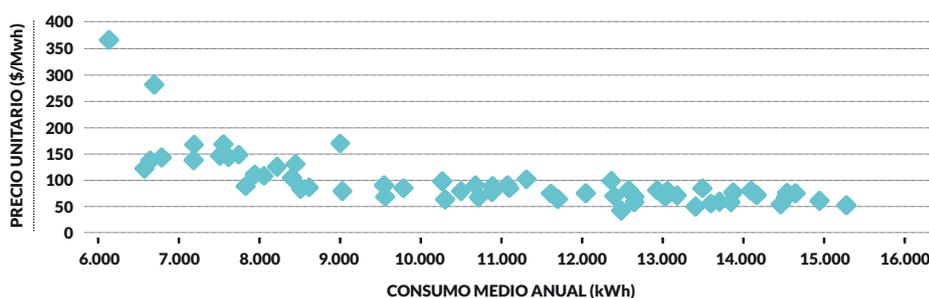
### 1. La demanda influye en los costes unitarios y en los precios

La demanda influye en los precios unitarios (por kWh), sobre todo porque el sector tiene un importante componente de costes fijos; especialmente, los costes de las redes de transporte y distribución, que suponen aproximadamente el 30% del coste total y que son actividades reguladas donde los precios normalmente reflejan los costes. Un mayor volumen de demanda (kWh) implica, con unos mismos costes fijos, un menor coste por unidad. Si hay una diferencia importante entre los niveles de demanda por consumidor, esto ayudaría a explicar una diferencia en los precios medios unitarios. Además, si hay una diferencia, en términos de crecimiento (o reducción), del volumen total de demanda, ello ayudaría a explicar las diferencias de tendencia en los precios finales.

### 2. Mayor demanda (kWh) por consumidor implica menor coste unitario en EE.UU.

Las diferencias entre el consumo medio por consumidor ayuda a entender las diferencias de precios entre EE.UU. y la UE. Por ejemplo, el consumo medio residencial es mayor en los EE.UU. que en la UE. En 2013, el consumo anual medio de los consumidores domésticos estadounidenses fue de 10.908 kWh, siendo Hawaii el estado que registró el menor consumo medio (6.176 kWh)<sup>7</sup>. La Ilustración 9 refleja este efecto para los clientes residenciales estadounidenses; en ella, se observa claramente la tendencia según la cual se produce un incremento del coste/precio unitario cuanto menor es el consumo anual.

**ILUSTRACIÓN 9 / RELACIÓN ENTRE EL PRECIO MEDIO UNITARIO Y EL CONSUMO MEDIO DE LOS CONSUMIDORES RESIDENCIALES DE CADA ESTADO DE EE.UU.**



Fuente: US Energy Information Administration (EIA)

En Europa, si bien el consumo de los clientes domésticos varía notablemente de un país a otro, el consumo medio de los hogares europeos se situaba en 4.137 kWh/año en 2009, menos de la mitad que el consumo medio del cliente residencial estadounidense. Esto explica en parte por qué los costes unitarios y los precios eléctricos tienden a ser mayores en la UE que en EE.UU. Es así que existen diferentes niveles de coste unitario y precio en los diferentes ámbitos nacionales (de la UE) y estatales (de EE.UU.)

<sup>7</sup> US Energy Information Administration (<http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=97&t=3>)

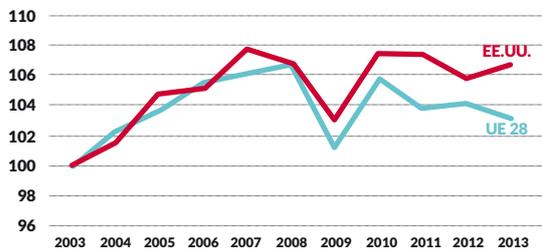
# COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS **02.**

### 3. El crecimiento de la demanda no explica por qué los precios finales en la UE están subiendo mucho más que en EE.UU., pero puede ayudar a entenderlo cuando se comparan los países europeos y algunos estados específicos

La ilustración 10 muestra que la demanda ha bajado un 3% en la UE desde 2008, mientras la demanda en EE.UU. está casi al mismo nivel que en ese mismo año. Una disminución del 3% de la demanda en la UE, con un coste fijo que supone el 30% de los costes totales, se corresponde con un incremento de los costes unitarios de menos del 1%. Aunque el diferente crecimiento puede ser un factor relevante para explicar las tendencias de los precios en ámbitos específicos, no difieren suficientemente entre la UE y EE.UU. como para explicar la diferencia en las tendencias de precios finales eléctricos que se perciben entre las dos zonas.

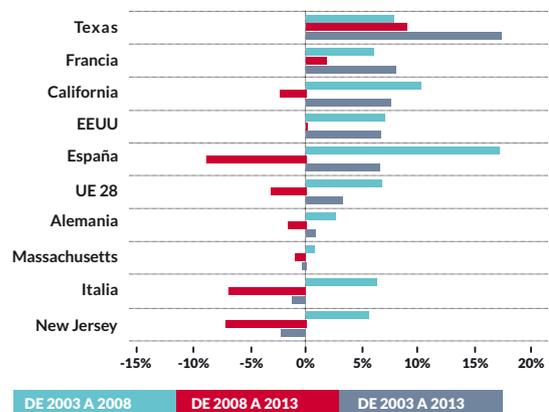
Las diferencias en el crecimiento de la demanda pueden ser más relevantes en el caso de ámbitos territoriales específicos. Por ejemplo, la ilustración 11 demuestra que en Texas la demanda creció mucho desde 2008, mientras que se redujo mucho en España, Italia y New Jersey. El comportamiento de precios es consistente con estas diferencias, en particular subiendo en España y bajando en Texas.

**ILUSTRACIÓN 10 / EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EE. UU. Y EN LA UE (2003-2013) [2003 BASE 100]**



Fuente: EUROSTAT y US Energy Information Administration (EIA)

**ILUSTRACIÓN 11 / CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN DIVERSOS PAÍSES DE LA UE Y EN ESTADOS DE EE. UU. (2003-2013)**



Fuente: EUROSTAT y US Energy Information Administration (EIA)

### 4. Conclusión sobre la demanda como factor explicativo

La conclusión es que las diferencias en los niveles de demanda y en su crecimiento ofrecen una parte de la explicación acerca de los niveles de precios y de su evolución en los países europeos y estados norteamericanos. No obstante, no parece ayudar mucho a entender por qué –en general– los precios europeos crecen mucho más que los precios de los EE.UU.

# 02.

## C. PRECIOS Y COSTES DE LA ENERGÍA AL POR MAYOR

El precio al por mayor de la electricidad analizado en el presente informe refleja el coste de la electricidad a corto plazo que se comercializa en los mercados mayoristas diarios.

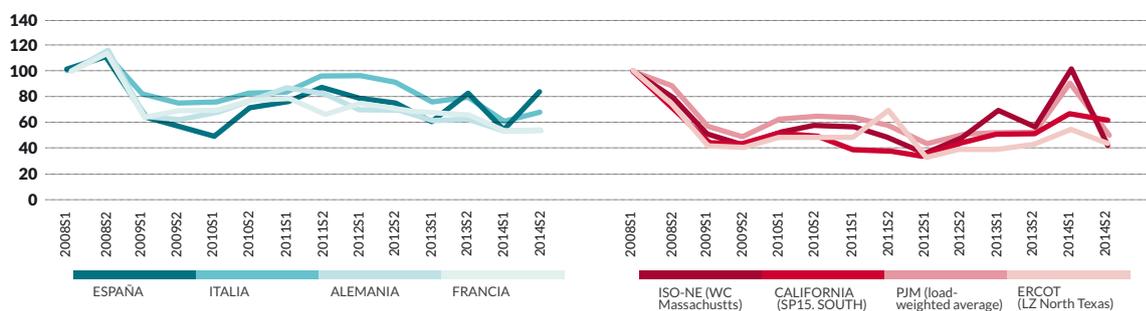
En la Unión Europea, existen una serie de mercados mayoristas regionales interconectados, pero presentan diferentes zonas de precios. Esto refleja la existencia de restricciones entre ellos. He incluido en este estudio los precios de energía de los mercados mayoristas de Italia, Alemania, Francia y España. Estos precios al por mayor resultan relevantes para determinar el componente energético de los precios finales para los clientes de estos países (bien en mercados libres o bien en mercados con tarifas reguladas), aunque con cierto retraso en este sentido y con dificultades para realizar un adecuado seguimiento.

En relación con EE.UU., haré referencia a los mercados energéticos mayoristas organizados por Operadores de Sistema Independientes (ISO en sus siglas anglosajonas, Independent System Operator) en regiones del país en las que los precios de la energía al por mayor representan un factor determinante para los precios al por menor. Más concretamente, analizaré los precios mayorista en Nueva Jersey (PJM), Nueva Inglaterra (ISO-NE), Texas (ERCOT) y California (CAISO).

### 1. Los precios de la energía al por mayor (mercado diario) son más elevados en la UE que en EE.UU. Sin embargo, las tendencias en los principales mercados mayoristas muestran un patrón relativamente similar de precios estables o a la baja según la referencia temporal seleccionada

La ilustración 12 sugiere que los precios mayoristas en EE.UU. y en la UE disminuyeron entre 2008 y 2009 y que han fluctuado en torno a una tendencia de estabilidad o descenso desde entonces. Esta propensión está en contraposición al aumento de los precios finales para los consumidores en ambas regiones y, en particular, en la UE.

**ILUSTRACIÓN 12 / ÍNDICE DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD AL POR MAYOR EN LA UE (GRÁFICO DE LA IZQUIERDA) Y EN EE.UU. (GRÁFICO DE LA DERECHA) DE 2008-S1 A 2014-S2**

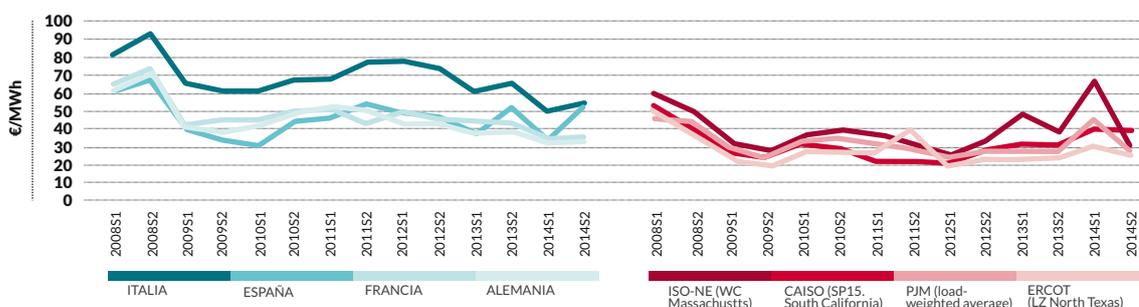


Fuentes: OMIE, EEX , GME, ERCOT, PJM, CAISO, ISO-NE, MorningStar

Los precios de la energía al por mayor en los mercados mayoristas estadounidenses suelen ser inferiores a los precios de energía al por mayor de los principales mercados europeos. La ilustración 13 muestra los movimientos registrados en estos precios (en €/MWh) desde 2008 hasta 2014. Sólo en el primer semestre de 2014 los precios en los EE.UU. fueron superiores a los de la UE, debido a un invierno especialmente frío y a problemas de suministro de gas natural en algunas zonas del noreste de los EE.UU.

# COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS **02.**

**ILUSTRACIÓN 13 / PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD AL POR MAYOR EN LA UE (GRÁFICO DE LA IZQUIERDA) Y EN EE.UU. (GRÁFICO DE LA DERECHA) DE 2008-S1 A 2014-S2**

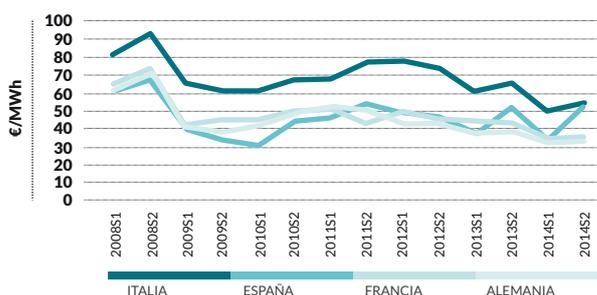


Fuentes: OMIE, EEX, GME, ERCOT, PJM, CAISO, ISO-NE, MorningStar

## 2. Existen variaciones en los niveles de precios de energía al por mayor entre ambas regiones

En Europa, los precios al por mayor de 2014 se situaron por debajo de los niveles de 2008 (ver ilustración 14). Los precios en Italia fueron sistemáticamente más elevados que los precios al por mayor de Francia, España y Alemania. Cabe destacar que los precios finales fueron relativamente bajos en Francia, pero los precios al por mayor fueron muy similares a los niveles de España y Alemania. En el último año, el precio al por mayor de Francia y Alemania siguió bajando, mientras que el precio de España mostró volatilidad, con precios menores durante el primer semestre de 2013 y 2014 (relacionados con fuertes lluvias y viento) y precios mayores en los segundos semestres de esos mismos años.

**ILUSTRACIÓN 14 / PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD AL POR MAYOR EN LA UE (2008-S1 -2014-S2)**

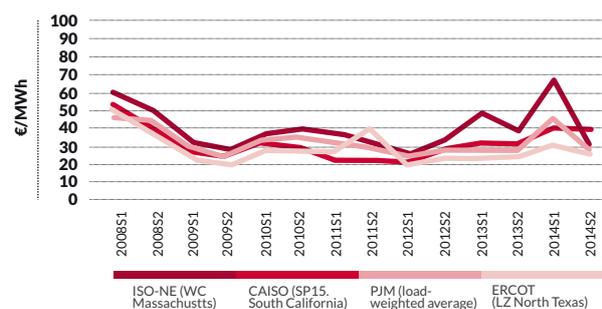


Fuentes: OMIE, EEX y GME

La ilustración 15 muestra que los precios al por mayor de EE.UU. también variaron entre las diferentes regiones y fluctúan en el tiempo, pero se situaron en valores más bajos en 2014 que en 2008. ISO-NE y PJM presentaban precios al por mayor relativamente más elevados en comparación con ERCOT. Los precios al por mayor de EE.UU. aumentaron en 2014, sobre todo en ISO-NE, debido a unas temperaturas extremadamente bajas y a los aumentos del precio del gas natural en el noreste del país.

# 02.

## ILUSTRACIÓN 15 / PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD AL POR MAYOR EN VARIOS MERCADOS DE LOS EE.UU. (2008-S1 A 2014-S2)



Fuentes: ERCOT, PJM, CAISO, ISO-NE y MorningStar

### 3. Los precios de la energía eléctrica al por mayor son solo una parte del coste al por mayor completo de la electricidad

El precio de la energía al por mayor forma parte del coste completo (“all-in cost”, en inglés) de la electricidad al por mayor. El coste completo incluye también los pagos por capacidad (en el caso de que existan), los pagos de servicios auxiliares utilizados para equilibrar el sistema a tiempo real, así como el suplemento de los costes (“uplift” en inglés)<sup>8</sup>. Si se tienen en cuenta estos otros costes, particularmente los pagos por capacidad, los niveles de los precios de la electricidad al por mayor de la UE se asemejan más a los costes de los EE.UU.

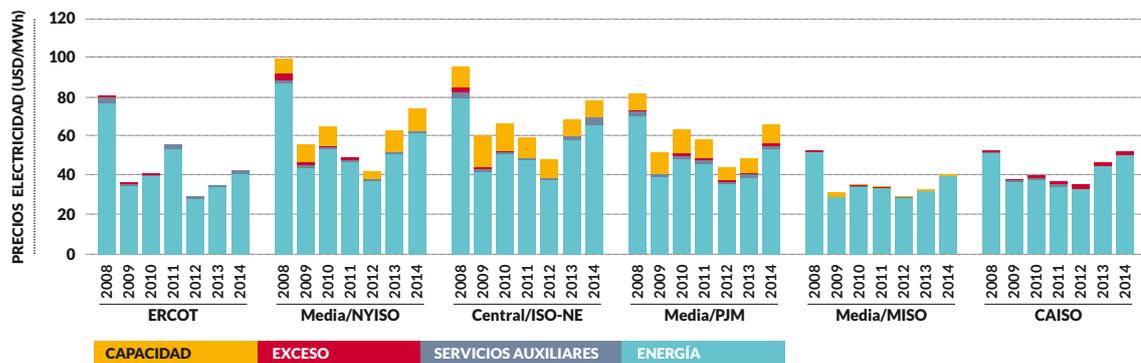
Los pagos por capacidad resultan relevantes para esta comparación por dos motivos. En primer lugar, los niveles de los precios de la energía al por mayor en algunos mercados mayoristas (p.ej. PJM, ISO-NE) reflejan las obligaciones formales de “suficiencia de recursos” (“resource adequacy” en inglés), habitualmente impuestas en forma de requisito para que la entidad de servicio de carga (“Load Serving Entity”, LSE, en inglés) contrate la capacidad necesaria a fin de garantizar un margen de reserva de entre el 10 y el 20% en las horas punta de demanda. Dichas obligaciones introducen una capacidad de generación que puede presionar hacia abajo los precios de la energía al por mayor. En cualquier caso, estos precios suelen estar limitados al alza por el regulador.

En segundo lugar, en numerosos estados, las LSE responden a sus obligaciones con su propia capacidad de generación o adquiriendo derechos de capacidad en mercados de capacidad. Los costes de cumplir estas obligaciones suelen recuperarse a través de los consumidores. Este coste de capacidad debería añadirse al coste de la energía en el mercado mayorista para tener una idea más certera del coste completo de la electricidad al por mayor. En NYISO, ISO-NE y PJM, se ha añadido un 10-15% adicional al precio de la energía, tal y como se observa en la ilustración 16.

<sup>8</sup> A veces, el precio de mercado de energía no cubre todos los costes incluidos en el precio de la oferta de un agente (p.ej. generador o respuesta de la demanda). El “uplift” es un suplemento al precio de mercado para asegurar la recuperación de estos costes. Sin “uplift”, el agente no tendría el incentivo para ofertar sus recursos en el mercado. Se refiere a simple capacidad, no a los servicios de reserva (regulación secundaria y terciaria).

# COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS 02.

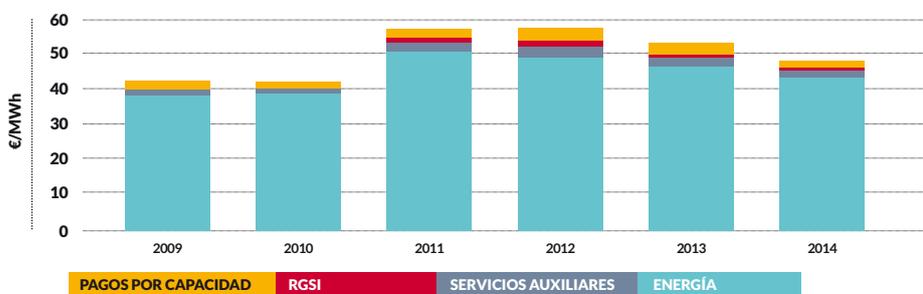
**ILUSTRACIÓN 16 / COSTE DE ELECTRICIDAD COMPLETO EN LOS MERCADOS MAYORISTAS DE EE.UU. (2010-2014)**



Fuente: Potomac Economics "State Of The Market Report For The Ercot ERCOT Wholesale Electricity Markets" de 2011 a 2014

Por otro lado, los pagos por capacidad en España<sup>9</sup> (ver ilustración 17) e Italia (4% y 1% del coste de la energía en 2014, respectivamente) son inferiores a los observados en los estados de EE.UU. que disponen de ellos (NYISO, ISO-NE y PJM), disminuyendo ligeramente la diferencia entre el coste de la energía mayorista de Europa y EE.UU.

**ILUSTRACIÓN 17 / COSTE DE LA ELECTRICIDAD MAYORISTA COMPLETO EN ESPAÑA (2009-2014)**



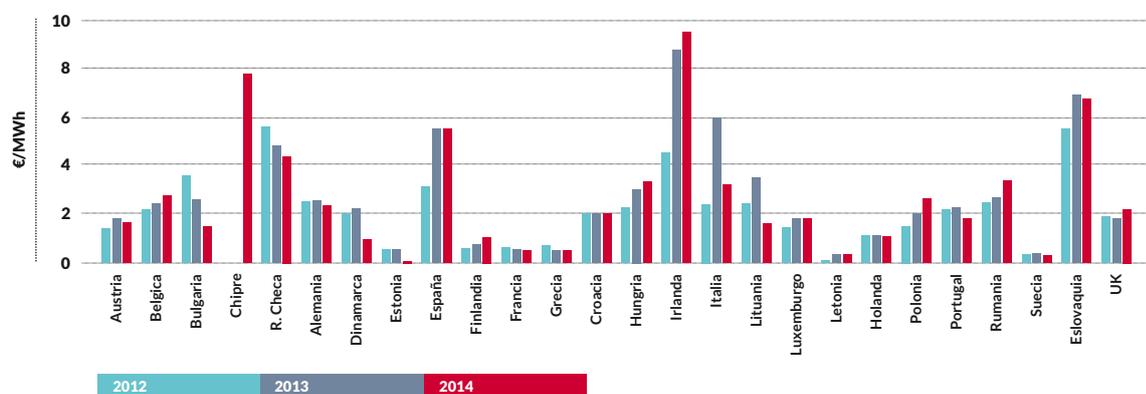
Fuente: Red Eléctrica (REE)

Además de los precios de la energía y de los pagos por capacidad, el coste completo de los mercados mayoristas debería reflejar el coste de los servicios auxiliares asociados al mantenimiento de la estabilidad del sistema a corto plazo (por ejemplo, el coste de las reservas secundaria y terciaria necesarias para responder a cambios inesperados en la demanda o en la oferta). Como indica la ilustración 16, estos costes son una parte relativamente pequeña del coste completo de los mercados mayoristas en EE.UU. Tal y como puede observarse en la ilustración 18, los costes de los servicios auxiliares no difieren sustancialmente en EE.UU. o en la UE, aunque se encuentran al alza en algunos mercados, por ejemplo España, que ha experimentado un crecimiento importante de energías intermitentes. En EE.UU., el coste completo comprende también un suplemento ("uplift" en inglés) para asegurar la recuperación de los costes de las ofertas aceptadas.

<sup>9</sup> Se considera como pagos por capacidad en España la retribución reconocida por los incentivos a la inversión y por disponibilidad.

# 02.

ILUSTRACIÓN 18 / SERVICIOS AUXILIARES EN EUROPA (2012-2014)



Fuente: ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe

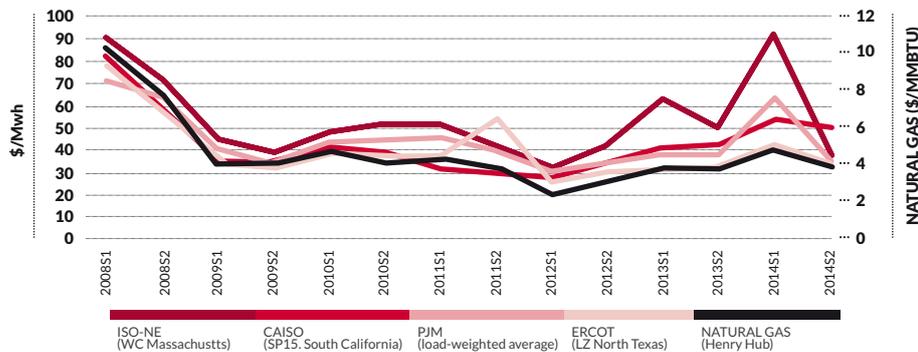
#### 4. En la UE y en EE.UU. hay diferentes condiciones de oferta y demanda, pero también volatilidad y presiones a la baja de los precios mayoristas

En ambas regiones, los precios mayoristas han sido volátiles, pero no han subido desde 2008. No obstante, la explicación por el patrón en cada región y mercado es diferente.

En los EE.UU., el factor más importante en la fijación de los precios eléctricos de los mercados mayoristas en los últimos años ha sido el nivel de los precios del gas natural. Los precios del gas en el mercado principal (Henry Hub) descendieron más de 50% entre 2008 y 2009: concretamente, de 10 USD/MMBtu a 4 USD/MMBTU, debido especialmente al crecimiento de la producción de gas de esquisto. Desde entonces, los precios del gas natural (Henry Hub) se han mantenido relativamente estables, en torno a los 3-5 USD/MMBtu, con algunas breves excepciones. Cabe destacar la similitud de la evolución de los precios de la electricidad al por mayor y de los precios del gas natural en EE.UU. durante este periodo (ver ilustración 19). Este caso se acentúa si analizamos los mercados locales, en los que los precios del gas natural pueden ser muy diferentes al precio Henry Hub. Por ejemplo, en el año 2014, la escasez de gasoductos de gas natural en los mercados de la región nordeste de EE.UU. conllevó unos precios de gas natural extremadamente elevados, lo que, por su parte, contribuyó a un aumento notable de los precios de la electricidad en esa región.

## COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS 02.

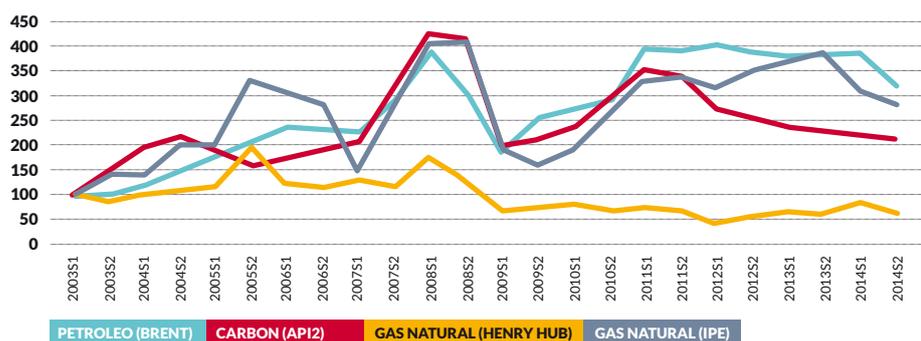
**ILUSTRACIÓN 19 / PRECIOS DEL GAS NATURAL Y DE LA ENERGÍA AL POR MAYOR EN DETERMINADOS MERCADOS DE EE.UU. (2008-S1 a 2014-S2)**



Fuente: ERCOT, PJM, CAISO, ISO-NE, MorningStar y NYMEX

En Europa, la reducción de los precios mayoristas tiene otra explicación. Mientras que los precios del gas natural aumentaron, se produjo una reducción del precio del carbón comercializado a escala internacional desde 2011. La ilustración 20 compara la variación del precio del gas natural en EE.UU. (Henry Hub) con la del precio de los diferentes combustibles en la UE, incluyendo el gas natural (IPE), el carbón internacional (API2) y el petróleo (Brent). El precio a la baja del gas natural en EE.UU. ayuda a explicar por qué la generación de energía viró hacia este combustible en EE.UU., mientras que los elevados precios del gas natural y los precios a la baja del carbón desde 2011 ayudan a entender el cambio del gas natural hacia el carbón en el sector eléctrico europeo y la presión a la baja de los precios al por mayor.

**ILUSTRACIÓN 20 / EVOLUCIÓN DEL AÑO BASE DE LOS COSTES DE LOS COMBUSTIBLES EN LOS MERCADOS DE LA UE Y DE EE.UU. (2003-S1 - 2014-S2)**



Fuente: NYMEX, ICE, IPE y ARGUS

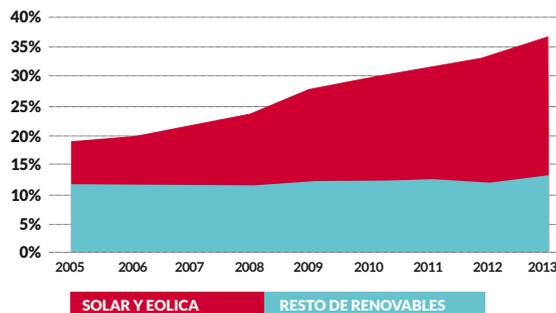
Además de los costes de los combustibles, existen otros factores que ayudan a explicar por qué los precios de la electricidad al por mayor no han subido en Europa. Cabe destacar tres: la reducción de los precios de las emisiones de CO<sub>2</sub>; la rápida penetración de las energías renovables intermitentes (eólica y solar fotovoltaica); y el exceso de capacidad debido a las inversiones realizadas y a una demanda inferior a la prevista.

# 02.

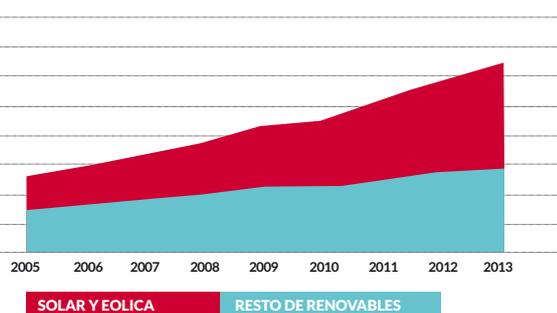
Los precios del mercado europeo de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> bajaron de casi €30/tCO<sub>2</sub> en 2009 a menos de €10/tCO<sub>2</sub> en 2012. Esto, unido a los bajos precios del carbón, facilitó el incremento de la generación con este último combustible, lo que presionó a la baja los precios mayoristas, especialmente en España y Alemania.

La penetración de las energías renovables intermitentes reduce los precios mayoristas, porque estas energías tienen coste marginal cero y desplazan a plantas con costes marginales positivos. En España (ver ilustración 21), la proporción de la generación de energías intermitentes (energía eólica y solar) ha aumentado a costa de las plantas de combustibles fósiles. Lo mismo pasó en Alemania (ver ilustración 22).

**ILUSTRACIÓN 21 / CUOTA DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE RESPECTO DE LA PRODUCCIÓN TOTAL EN ESPAÑA (2005-2013)**



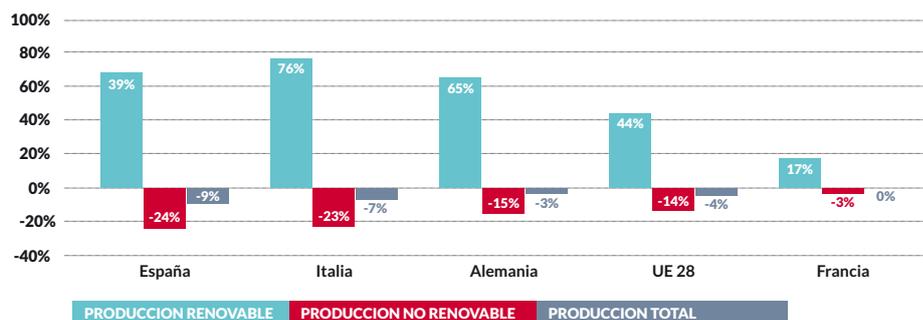
**ILUSTRACIÓN 22 / CUOTA DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE RESPECTO DE LA PRODUCCIÓN TOTAL EN ALEMANIA (2005-2013)**



Fuente: Eurostat

El tercer factor, especialmente importante en España, fue el descenso de la demanda por la electricidad, que en 2014 se aproximaba a la demanda de 2005. La ilustración 23 muestra que la producción no renovable entre 2008 y 2013 en España disminuyó el 24%, lo que se debió tanto a la penetración de la producción renovable (+39%) como a la menor producción total (-9%) a causa de la menor demanda de los consumidores.

**ILUSTRACIÓN 23 / VARIACIÓN (%) DE LA PRODUCCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES Y NO RENOVABLES EN 2013 RESPECTO DE 2008**

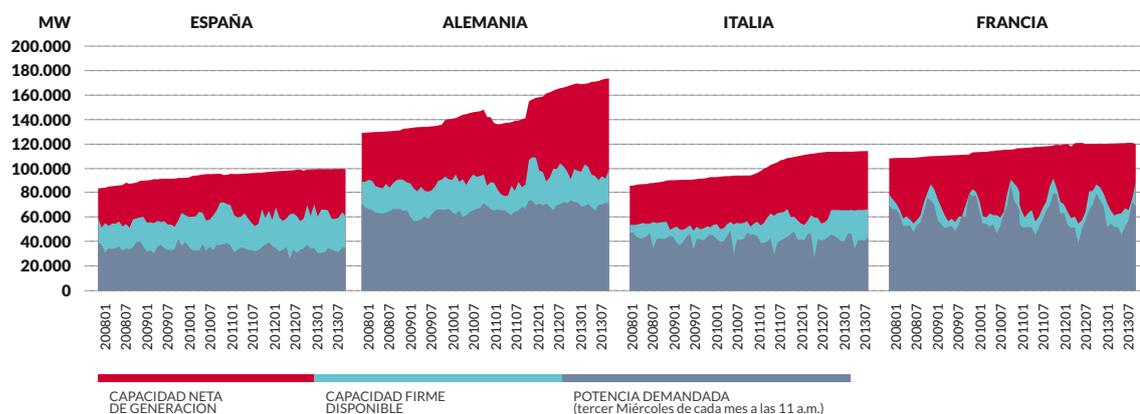


Fuente: Eurostat

## COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS 02.

Por otra parte, aunque el fuerte incremento de la generación neta en determinados países europeos en los últimos años se ha basado en tecnologías intermitentes (ver ilustración 24), el incremento de capacidad firme y la menor demanda han agravado el exceso de capacidad observado en algunos de ellos, notablemente España.

ILUSTRACIÓN 24 / EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN FIRME EN DETERMINADOS PAÍSES EUROPEOS (2008-S1 – 2013-S2)



Fuente: ENTSO-E Yearly Statistics & Adequacy Retrospect

### 5. Conclusiones sobre precios mayoristas

Como conclusión, tanto EE.UU. como la UE presentan precios al por mayor en descenso o relativamente estables desde 2008, mientras que los precios al por menor se han mantenido al alza, especialmente en la UE. El motivo de este patrón para los precios mayoristas es distinto en cada una de las regiones. En EE.UU., los cambios en el precio de la electricidad al por mayor reflejan sobre todo la evolución del precio del gas natural, mientras que los precios europeos son fruto de una combinación de los precios de los combustibles, los bajos precios del CO<sub>2</sub>, la reducción de la demanda y la penetración importante de energías renovables con coste marginal cero. Por tanto, las tendencias de los precios de la electricidad al por mayor no ayudan a explicar por qué los precios finales aumentan más en la UE que en EE.UU., lo cual indica que necesitamos examinar otras posibles explicaciones, incluyendo los diferentes niveles de los costes de redes y la cuña gubernamental.

## D. COSTES DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

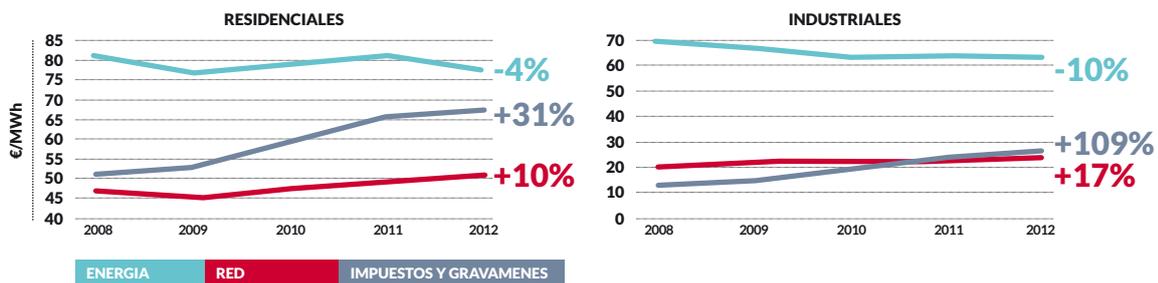
Otra posible explicación de los precios finales más elevados de la UE podría ser que los costes de las redes fueran más altos y aumentarían con más rapidez en la UE que en EE.UU.

- 1. Resulta difícil encontrar datos en EE.UU. que separen los costes de las redes de los costes de los servicios minoristas y de la cuña derivada de las políticas públicas. No obstante, la información de la que dispongo sugiere que los costes de red están aumentando a ritmos similares en EE.UU. y en la UE, aunque hay indicios no verificables de que suben algo más en la UE**

# 02.

La ilustración 25 sintetiza cómo variaron los diferentes componentes del precio final de la electricidad entre 2008 y 2012 en la UE según un estudio realizado por Eurelectric<sup>10</sup>. En el caso de los clientes residenciales, el aumento de los costes de red medios fue de un 10%, mientras que para los consumidores industriales fue de un 17%.

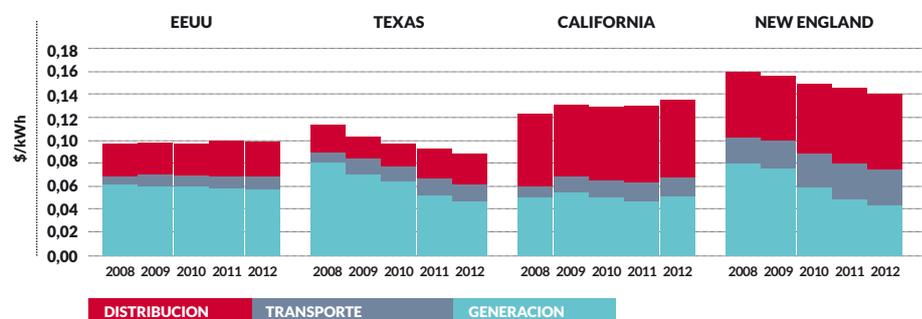
**ILUSTRACIÓN 25 / EVOLUCIÓN DE LOS COMPONENTES DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA CLIENTES RESIDENCIALES E INDUSTRIALES EN LA UE EN 2008-2012 (€/MWH)**



Fuente: Eurelectric, Analysis of European Power Price Increase Drivers, May 2014

La ilustración 26 refleja los cambios en los componentes de los precios de la electricidad al por menor en el conjunto de EE.UU. y para un número determinado de estados entre 2008 y 2012, según la Administración de Información Energética (EIA). Estos datos no se pueden comparar directamente con los datos de la UE, ya que parece que los costes al por menor y los costes de las políticas públicas están incluidos en los tres componentes del coste identificados (generación, transporte y distribución). No obstante, y siempre según estos datos de la EIA, los costes combinados de transporte y distribución han aumentado aproximadamente un 14% de media en EE.UU. (de 0,036 USD/kWh a 0,042 USD/kWh) en términos nominales. Cabe también destacar que estos costes varían ampliamente entre los diferentes estados, siendo los costes de la red en California y Nueva Inglaterra aproximadamente el doble que los de Texas.

**ILUSTRACIÓN 26 / COMPONENTES DE LOS PRECIOS POR CATEGORÍA DE SERVICIO EN EE.UU. (2008-2012)**



Fuente: EIA Annual Energy Outlook (US Energy Information Administration)

<sup>10</sup> Eurelectric, Analysis of European Power Price Increase Drivers, May 2014, page 9. [http://www.eurelectric.org/media/154662/prices\\_study\\_final-2014-2500-0001-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/154662/prices_study_final-2014-2500-0001-01-e.pdf)

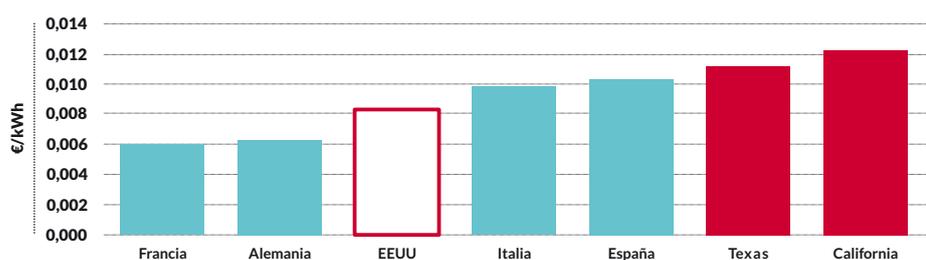
## COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS 02.

No obstante, el *Annual Energy Outlook* del EIA de 2015 (AEO-2015) suscita alguna duda sobre el cambio que se ha producido en los costes de redes en los EE.UU. desde 2008. Sugiere que los costes de red en 2012 fueron menores y que los costes de generación fueron mayores de lo que se había calculado en el *Annual Energy Outlook* de 2014 (AEO-2014). Pero no está clara la lógica del cambio, ni tengo datos históricos, utilizando este nuevo criterio, para poder analizar si cambia la estimación del incremento de costes de redes. Por este motivo, mi análisis utiliza los datos anteriores (AEO-2014). En la medida en que los costes de las redes se han incrementado menos en los EE.UU. que en la UE, eso nos proporcionaría una parte de la explicación sobre la diferencia en las tendencias de los precios finales en las dos regiones.

### 2. El nivel de los costes de transporte y distribución en EE.UU. y en la UE varía según el momento y la región, pero presentan similitudes en líneas generales

Los datos de la EIA (2014) sugieren que los costes de transporte se incrementaron en más de un tercio en EE.UU. desde 2008, más que en la UE. Los costes medios de transporte en EE.UU. fueron de 0,011 USD/kWh (0,008 EUR/kWh) en 2012, pero con costes más elevados en Texas, California y Nueva Inglaterra. En la UE, los costes de transporte (reflejado en las tarifas) han aumentado durante los últimos cuatro años, pero la mayoría de los países europeos presentaba tarifas comprendidas entre 0,006 y 0,010 EUR/kWh en 2012. Como se muestra en la ilustración 27, los costes de transporte en los grandes países europeos están cerca de la media estadounidense y son inferiores a los de un número determinado de estados de los EE.UU. Aun asumiendo que los costes de transporte hubieran subido menos en los EE.UU. que en la UE, la diferencia sería relativamente menor. Esto indica que el aumento de los precios finales de la electricidad, más elevado en la UE que en EE.UU., no puede explicarse de forma convincente haciendo referencia a diferencias en el incremento de los costes de transporte.

**ILUSTRACIÓN 27 / COSTES UNITARIOS DE TRANSPORTE DE LA ELECTRICIDAD EN DETERMINADOS PAÍSES DE LA UE Y ESTADOS DE EE. UU. EN 2012**



Fuente: EIA Annual Energy Outlook (US Energy Information Administration), ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe

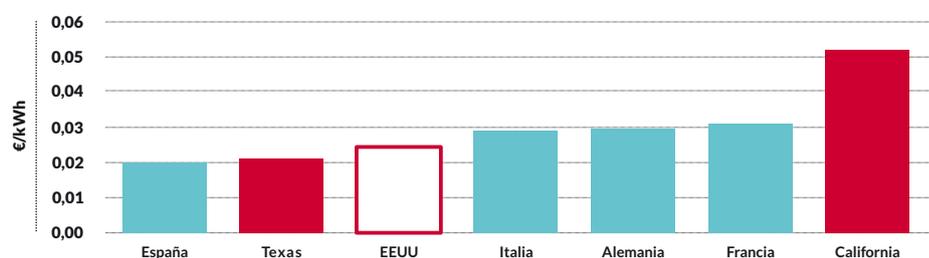
Según datos de la EIA (2014), los costes medios de distribución de EE.UU. han aumentado en aproximadamente un 6,5% de media, pasando de 0,029 USD/kWh (0,023 EUR/kWh) a 0,031 USD/kWh (0,024 EUR/kWh), entre 2008 y 2012. Por el contrario, y según cifras de KPMG<sup>11</sup>, los costes medios unitarios de distribución de la UE eran de aproximadamente 0,022 EUR/kWh en 2012, por debajo de la media estadounidense, que era de 0,024 EUR/kWh. Los costes de distribución de la UE también varían generosamente. En España se aproximaron a los 0,02 EUR/kWh, mientras que en Alemania, Italia y Francia están cerca a los 0,03 EUR/kWh (ver ilustración 28).

<sup>11</sup> KPMG, publicado en "UNESA, Situación Económico Financiera del Sector Eléctrico en España" 1998-2012, página 118.

## 02.

Sin embargo, resulta difícil comparar las tarifas de distribución entre EE.UU. y la UE. Las tarifas de distribución estadounidenses incluyen costes minoristas, así como ciertos costes de políticas públicas, mientras que las tarifas de distribución europeas deberían reflejar exclusivamente los costes de las redes. La incorporación de costes de las políticas públicas en la tarifa de distribución podría explicar por qué determinados estados de EE.UU. (por ejemplo, California) presentan altos costes de distribución. Por el contrario, algunos otros estados de EE.UU. (por ejemplo, Texas) presentan unos costes de distribución relativamente bajos que podrían reflejar unas cuñas políticas más bajas.

**ILUSTRACIÓN 28 / COSTES DE DISTRIBUCIÓN EN DETERMINADOS PAÍSES DE LA UE Y ESTADOS DE EE.UU. EN 2012**



Fuente: EIA Annual Energy Outlook (US Energy Information Administration), ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe, Documento de los Servicios de la CE 2014 y estimación propia del coste de distribución en España

### 3. Conclusión sobre redes

Como conclusión y reconociendo la dificultad de la comparación, los datos disponibles sugieren que la diferencia en las tendencias de los costes de las redes no son una explicación adecuada de por qué los precios finales de la electricidad aumentaron menos en EE.UU. que en la UE. Dado que ni los costes de generación (en el mercado mayorista) ni los costes de las redes parecen poder explicar por qué las tarifas finales europeas han subido más que las estadounidenses, se sugiere que la cuña gubernamental es el factor más determinante.

## E. LA CUÑA GUBERNAMENTAL

### 1. La cuña gubernamental es el principal determinante del aumento de los precios finales en la UE

En mi primer estudio, demostré que la cuña gubernamental explicaba en gran medida el aumento de los precios finales en la UE. Otros estudios han confirmado esta conclusión. Según Eurelectric, los impuestos y gravámenes (similares a la cuña gubernamental) subieron el 31% y el 109% en la UE entre 2008 y 2012 para los consumidores residenciales e industriales, respectivamente<sup>12</sup>.

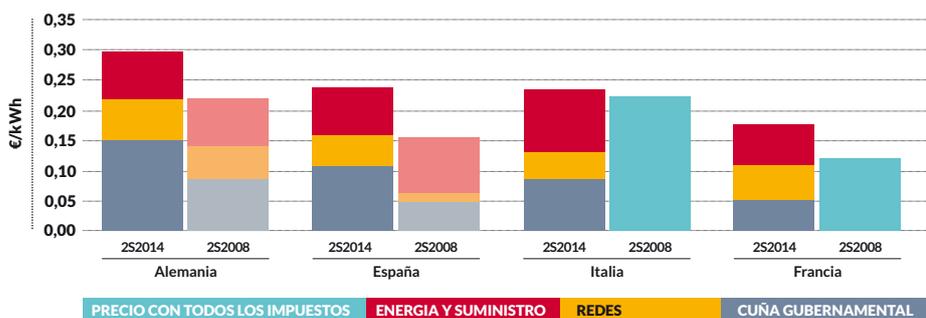
La ilustración 29 muestra que la cuña gubernamental representaba aproximadamente la mitad del precio final de la electricidad para consumidores residenciales en Alemania y España en 2014, y ligeramente menos en Italia. La cuña incluye el IVA para esta categoría de consumidores. En 2008, la cuña era mucho menos importante; en España y Alemania, por ejemplo, estaba cerca de un tercio del precio<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> Eurelectric, Analysis of European Power Price Increase Drivers, May 2014, page 9. [http://www.eurelectric.org/media/131606/prices\\_study\\_final-2014-2500-0001-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/131606/prices_study_final-2014-2500-0001-01-e.pdf)

<sup>13</sup> No hay datos para calcular una cuña en 2008 para Francia e Italia.

## COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS **02.**

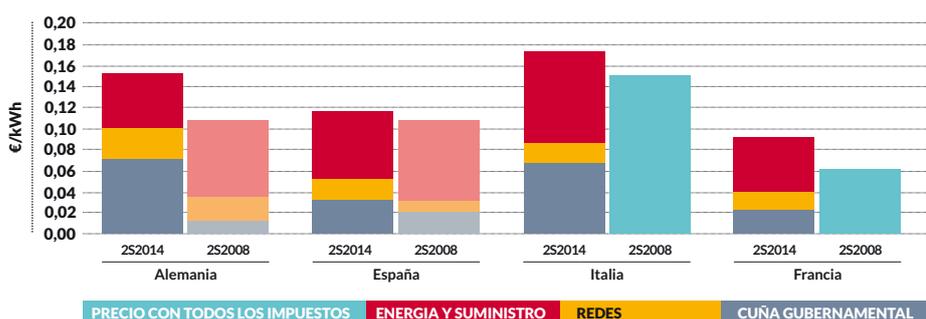
**ILUSTRACIÓN 29 / COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES RESIDENCIALES (BANDA DC) EN DETERMINADOS PAÍSES DE LA UE EN 2008-S2 Y 2014-S2**



Fuente: Fuente: Eurostat y estimación propia para España (Eurostat, liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

En el caso de los consumidores industriales, la cuña era menor en términos absolutos en 2014 que la correspondiente a los consumidores residenciales (y excluía el IVA), pero seguía siendo un componente importante de los precios, sobre todo en Alemania e Italia (ver ilustraciones 30 y 31). Por los motivos señalados anteriormente, es importante ser cautos a la hora de extraer conclusiones sobre los precios relativos de los grandes consumidores. No obstante, es evidente que la cuña ha crecido para los consumidores industriales y ha contribuido al incremento de los precios en Alemania y España.

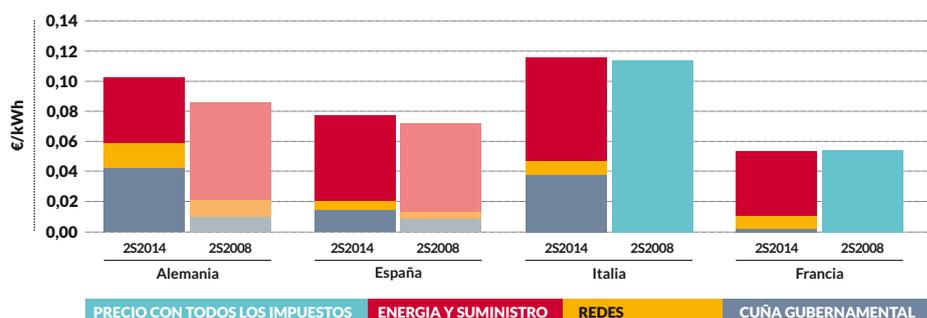
**ILUSTRACIÓN 30 / COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES DE TAMAÑO MEDIO (BANDA IC) EN DETERMINADOS PAÍSES DE LA UE EN 2008-S2 Y 2014-S2**



Fuente: Fuente: Eurostat y estimación propia para España (Eurostat, liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

# 02.

## ILUSTRACIÓN 31 / COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES DE CONSUMO INTENSIVO EN ELECTRICIDAD (BANDA IF) EN DETERMINADOS PAÍSES DE LA UE EN 2008-S2 Y 2014-S2



Fuente: Fuente: Eurostat y estimación propia para España (Eurostat, liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

### 2. Evidencia de una cuña gubernamental menor en EE.UU.: el apoyo económico para las energías renovables representa una proporción menor en la tarifa final

No existe una manera directa de calcular la cuña gubernamental en EE.UU., ya que los costes políticos asociados a ella están incluidos en su mayoría en otras categorías de las tarifas. No obstante, puesto que ni la demanda ni los dos componentes principales del coste de suministro (precios al por mayor y costes de la red) explican las tendencias divergentes de los precios finales entre los EE.UU. y la UE, estas tendencias han de reflejar lógicamente las diferencias entre la cuña gubernamental existente entre una y otra región.

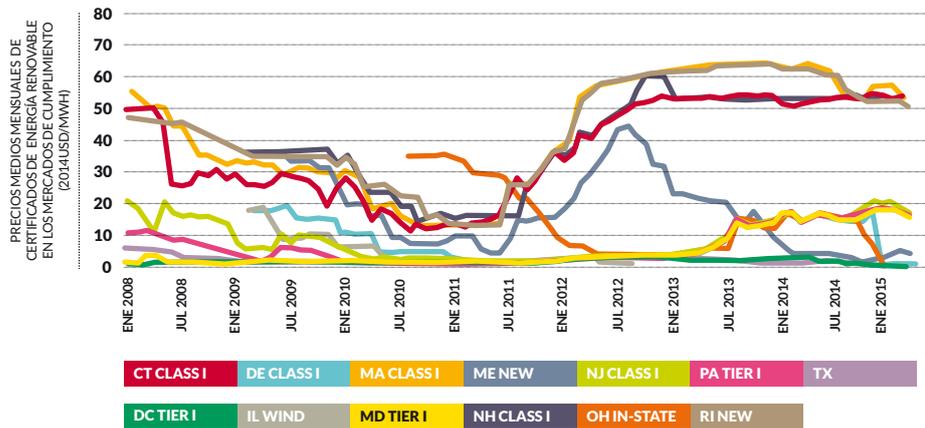
Un hallazgo significativo con respecto a la idea de que existe una cuña gubernamental más reducida en EE.UU. procede de comparar la proporción del apoyo financiero a las energías renovables incluido en las tarifas. Se trata, sin duda, de un componente muy importante de la cuña gubernamental en Europa y es una proporción considerablemente inferior de las tarifas finales en EE.UU.

Muchos estados de EE.UU. disponen de obligaciones de cuotas de energía renovable (*Renewable Portfolio Standards*, o RPS). Estas cuotas exigen que las comercializadoras o entidades de servicio de carga (*Load Serving Entity* o LSE en inglés) adquieran un porcentaje determinado de su electricidad de fuentes de energía renovable. Habitualmente, las RPS establecen un objetivo (por ejemplo, el 10% de la demanda en 2020) que las LSE tienen que cumplir, comprando energía renovable a los productores de la misma, incluso si es más cara que las convencionales. Ajustándose a la autorización pertinente, las LSE pueden recuperar los costes adicionales de la energía renovable a través de sus consumidores. Estos costes adicionales se conocen como "costes incrementales de RPS".

Para cumplir con estas obligaciones, las LSE pueden generar energía renovable o contratarla. De manera alternativa, pueden adquirir certificados de energía renovable en los mercados regionales. Como se muestra en la ilustración 32, los precios en estos mercados regionales varían notablemente. Las variaciones reflejan las condiciones regionales de la oferta y la demanda de los certificados, las condiciones de la energía eólica y solar, así como los RPS y las penalizaciones por no cumplir con las obligaciones. Aunque los precios de algunos certificados pueden parecer altos, su influencia en los precios medios finales refleja la cantidad comprada.

# COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS **02.**

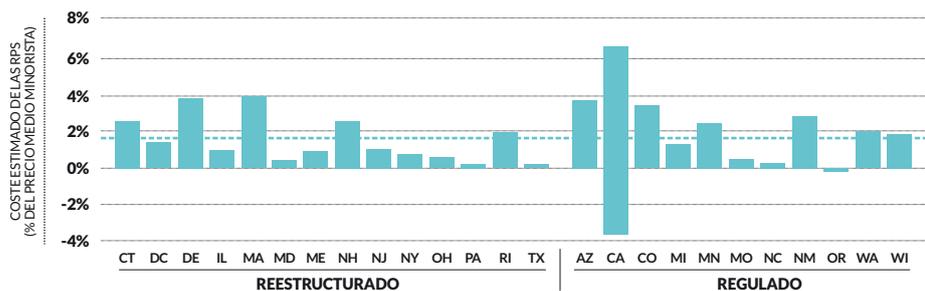
**ILUSTRACIÓN 32 / PRECIOS DE MERCADO DE CERTIFICADOS DE ENERGÍA RENOVABLE (NIVEL PRIMARIO) DE ENERO DE 2008 A ABRIL DE 2015**



Fuente: The Green Power Network (National Renewable Energy Laboratory)  
<http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=5>

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable estadounidense (NREL) ha publicado un estudio sobre el coste incremental de los RPS expresado en porcentaje de las tarifas finales en los diferentes estados. La ilustración 33 refleja un resumen de los resultados. El coste incremental representa entre un 0 y un 6 %, por término medio, aproximadamente un 1,5% de los precios medios al por menor en EE.UU. entre 2010 y 2012.

**ILUSTRACIÓN 33 / ESTIMACIÓN DEL COSTE INCREMENTAL DE LAS RPS COMO PORCENTAJE DE LA TARIFA FINAL EN 2012**



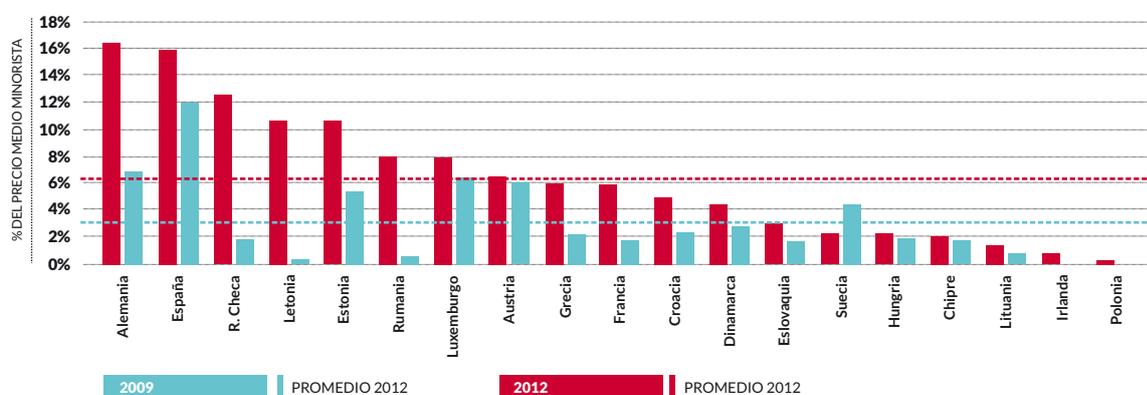
\*Costes de RPS para 2012, excepto CA (2011), MN (2010) y WI (2010).

Fuente: NREL & Berkeley Lab "Encuesta de estimaciones de coste y beneficio estatales de la cartera de renovables estándar".

## 02.

Por el contrario, la ilustración 34 refleja los importes que España y otros países han dedicado a apoyar el desarrollo de las energías renovables a través de los pagos que complementan lo que estas recibirían en el mercado mayorista<sup>14</sup>. En 2012, estos pagos complementarios llegaron a suponer un 16% aproximadamente de la tarifa residencial en Alemania y España, y una media de aproximadamente el 6,3% para los 19 países de la ilustración 34. La diferencia en la contribución de las tarifas para apoyar las energías renovables de mayor coste es una prueba de la mayor cuña gubernamental que existe en la UE.

**ILUSTRACIÓN 34 / PROPORCIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES PARA APOYAR LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES EN EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS HOGARES DE DETERMINADOS PAÍSES EUROPEOS EN 2009 Y 2012.**



Fuente: Comisión Europea<sup>15</sup>

### 3. Las energías renovables intermitentes suponen una proporción mayor en el mix de generación de la UE

La mayor contribución de las tarifas para apoyo a las renovables en las tarifas finales de la UE se debe en gran medida a la mayor proporción de renovables intermitentes (energía eólica y solar) en el mix de producción, tal y como refleja la ilustración 35, donde se observa que la producción de las instalaciones eólicas y solares representan un 3% de la generación de electricidad en EE.UU., frente a aproximadamente el 10% de los 28 países de la UE en 2013. Este porcentaje supera el 14% en Alemania y el 23% en España. Hay que puntualizar, no obstante, que estas comparaciones deben tomarse con cautela en determinados casos, ya que las estadísticas de algunos países pueden no reflejar la totalidad de la producción de

<sup>14</sup> Estas estimaciones sobre el apoyo a las energías renovables en la UE no considera el efecto de orden de mérito; una reducción del precio mayorista puede hacer subir la contribución para las fuentes renovables. Algunos estudios han demostrado que el efecto neto de las contribuciones a los renovables (en particular eólico) y del impacto en el precio mayorista puede ser la reducción neta del coste de la energía; es decir, que el coste variable más bajo de algunas energías renovables hace que los precios mayoristas caigan en mayor proporción que el aumento en los niveles de apoyo a estas energías. Sin embargo, es mucho más probable que el efecto neto sea negativo para las energías renovables de mayor coste fijo, en particular para las versiones más antiguas de la energía solar fotovoltaica, que han sido el principal receptor del apoyo a las energías renovables en España en los últimos años.

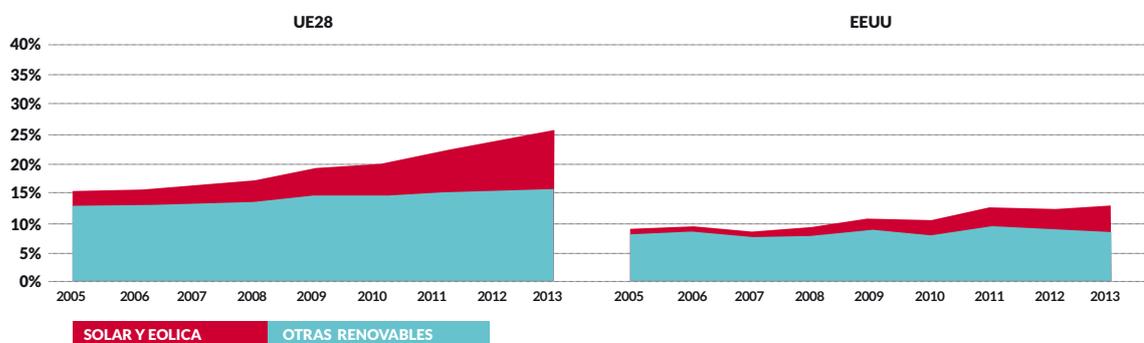
<sup>15</sup> European Commission, Energy Prices and Costs Report, Commission Staff Working Document, 22 January, 2014, página 42. [http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:ba385885-8433-11e3-9b7d-01aa75ed71a1.0001.01/DOC\\_1&format=PDF](http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:ba385885-8433-11e3-9b7d-01aa75ed71a1.0001.01/DOC_1&format=PDF)

## COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS 02.

pequeñas instalaciones eólicas y solares, como por ejemplo la correspondiente a la energía producida para consumo propio, bien porque no dispongan de los equipos de medida que permitan su contabilización o bien porque no se les requiera la información correspondiente.

Además, entre 2008 y 2013, Europa ha realizado un mayor esfuerzo inversor en instalaciones renovables (ver ilustración 35). Por un lado, la cuota de renovables en la producción total se ha incrementado en un 8,4% en la UE, hasta alcanzar el 25,4%, mientras que el incremento registrado en EE.UU. es de un 3,6%, hasta alcanzar el 12,8%.

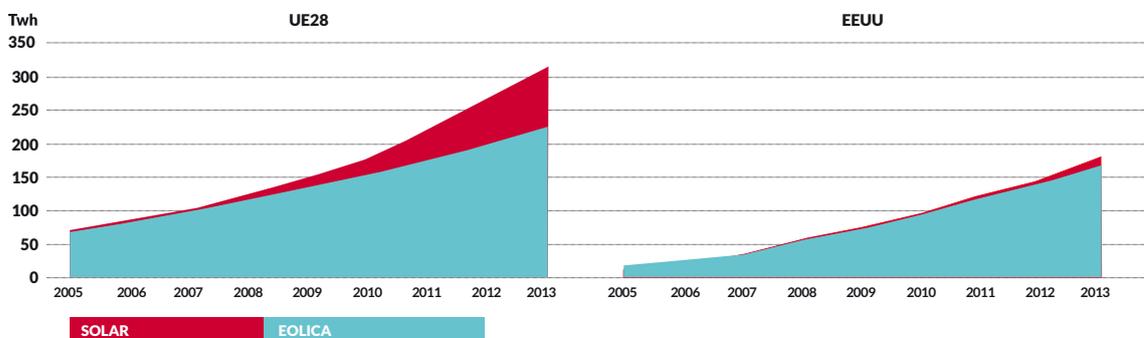
**ILUSTRACIÓN 35 / PROPORCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA PROCEDENTE DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES (2005-2013)**



Fuente: Eurostat y US Energy Information Administration (EIA)

Por otro lado, el mix de producción renovable en EE.UU. está basado principalmente en instalaciones renovables de menor coste. La ilustración 36 muestra la rápida expansión de las instalaciones eólicas registrada en EE.UU. en los últimos años, con niveles de producción anual cercanos a los europeos, lo que contrasta con una menor proporción de producción procedente de instalaciones solares<sup>16</sup>.

**ILUSTRACIÓN 36 / PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LAS FUENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR (2005 -2013 EN TWH)**



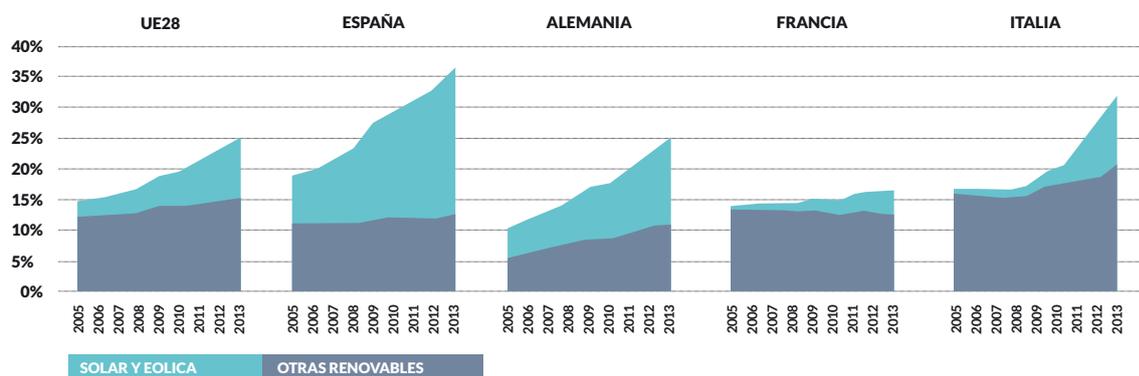
Fuente: Eurostat y US Energy Information Administration (EIA)

<sup>16</sup> Las cifras de producción solar recogidas en las estadísticas pueden verse minoradas dependiendo de la disponibilidad de la información y de las obligaciones de reporte de la electricidad auto-consumida.

## 02.

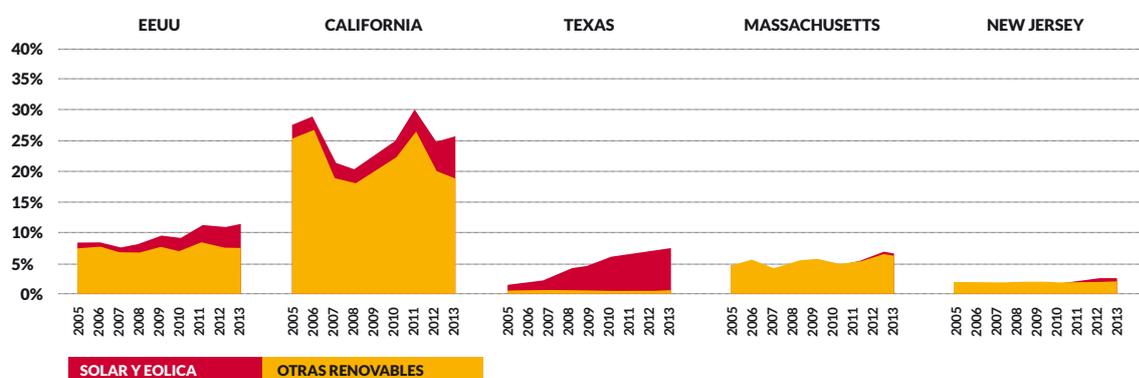
Además, si bien se observan altas diferencias en la introducción de las renovables en los países miembros de la UE, la evolución es aun más dispar en EE.UU., donde los esfuerzos en renovables se concentran principalmente en determinados estados, como California y Texas (ver ilustraciones 37 y 38).

**ILUSTRACIÓN 37 / CUOTA DE PRODUCCIÓN RENOVABLE RESPECTO DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA TOTAL EN LA UE (2005 - 2013)**



Fuente: Eurostat

**ILUSTRACIÓN 38 / CUOTA DE PRODUCCIÓN RENOVABLE RESPECTO DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA TOTAL EN EE. UU. (2005 - 2013)**



Fuente: Eurostat

#### 4. La financiación de las energías renovables en la UE emana principalmente de la tarifa, mientras que en EE.UU. esta financiación depende más de los presupuestos estatales y federales

Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), a principios de 2014 al menos 138 países disponían de programas de apoyo para las energías renovables basados en unos beneficios anticipados (para la economía, el medio ambiente, la seguridad y el acceso a las fuentes de energía) que no estaban lo suficientemente reflejados en los precios del mercado<sup>17</sup>. Según la AIE, el apoyo financiero del gobierno en los EE.UU. a las energías renovables fue de 27.000 millones de USD en 2013 y el apoyo de la UE alcanzó los 69.000 millones de USD<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> AIE, World Energy Outlook - WEO 2014, página 274.

<sup>18</sup> Ibid, página 277. Estas cifras comprenden cualquier tipo de fuente de energía renovable.

No está claro lo que está incluido en estas cifras de apoyo gubernamental en los EE.UU. y la UE.

## COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS 02.

Aunque la Unión Europea concede más apoyo financiero a las renovables que los EE.UU., una diferencia clave entre ambas regiones reside en el modo de financiar este apoyo. En EE.UU., los costes incrementales de los RPS se incluyen en las tarifas finales. No obstante, las energías renovables se financian también en gran medida a través de los presupuestos públicos, bien en forma de créditos fiscales o de gastos directos del Estado federal. Por el contrario, la UE financia las energías renovables principalmente a través de la tarifa eléctrica. Como consecuencia de ello, las aportaciones financieras para las renovables tienen una mayor repercusión en la UE en las tarifas eléctricas.

Por ejemplo, las subvenciones (así se las llama en la contabilidad de los EE.UU.) a la electricidad renovable del gobierno federal estadounidense aumentaron de 1.000 millones de USD en 2007 a 6.600 millones de USD en 2010, y posteriormente a 11.700 millones de USD en 2013. Los incrementos se deben sobre todo a la electricidad eólica y la electricidad solar<sup>19</sup>.

En el año 2007, prácticamente todas las subvenciones federales a la electricidad renovable procedieron de créditos fiscales<sup>20</sup>. En el año 2010, más del 60% de las subvenciones procedieron de pagos directos, principalmente destinados a la electricidad eólica, mientras que los créditos fiscales representaron el 29%, y la I+D otro 10%. En el año 2013, los pagos directos seguían representando más del 60%, y los créditos fiscales (principalmente para la electricidad solar) representaban un 30%.

Además, los estados subvencionan la electricidad renovable de manera individual. No dispongo de datos para todos los estados, pero el caso de Texas resulta interesante. A pesar de su reputación como mercado completamente liberalizado, Texas cuenta con un programa de desarrollo económico que proporciona ventajas fiscales a las empresas que el estado desea atraer (por ejemplo, para la creación de empleo e ingresos fiscales sostenibles en el futuro)<sup>21</sup>. A través de este programa, Texas contribuye desde hace un tiempo al apoyo de las inversiones en energías renovables (en particular, en energía eólica) mediante créditos fiscales. El beneficio fiscal bruto estimado de las empresas para la generación con energía renovable aumentó de 713 millones de USD en 2007 a 1.400 millones de USD en 2013. La subvención del beneficio fiscal bruto de 2013 equivale aproximadamente a 3,8 USD/MWh, cifra cercana al 10% del precio pagado por los grandes consumidores.

<sup>19</sup> US Department of Energy, Energy Information Administration (EIA), Direct Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Year 2013 (March 2015), página xix; EIA, Direct Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Year 2010 (July 2011), página xviii; EIA, Direct Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Year 2007 (April 2008), página xv. Todas las cifras expresadas en USD nominales.

<sup>20</sup> Cabe destacar que los créditos fiscales del gobierno federal son de dos tipos: por la producción y la inversión. Los créditos fiscales a la producción (PTC), vigentes desde el año 1992, proveen un beneficio de \$0,023/kWh durante los primeros 10 años de producción de algunas plantas de energía renovables, principalmente la energía eólica. De la misma manera el gobierno federal busca incentivar el crecimiento de la energía solar mediante créditos fiscales dirigido hacia la inversión. En efecto, esta normativa significa una reducción de hasta el 30% del coste de la inversión.

<sup>21</sup> Consultar el Informe de la Ley de Desarrollo Económico de Texas de 2015. [http://www.texasahead.org/tax\\_programs/chapter313/TEDA2014-96-1359.pdf](http://www.texasahead.org/tax_programs/chapter313/TEDA2014-96-1359.pdf)

# 02.

## 5. Política general de financiación de las políticas energéticas y otras políticas públicas

Los programas de apoyo a las energías renovables no son los únicos subvencionados a través de los presupuestos federales y estatales en EE.UU. Por ejemplo, las subvenciones federales totales al sector eléctrico aumentaron de 6.600 millones de USD a 16.000 millones de USD entre los ejercicios fiscales de 2007 y 2013 (ver ilustraciones 39 y 40). El apoyo a las renovables eléctricas ha aumentado del 15 a 72% del total durante ese periodo, mientras que la proporción de las subvenciones totales para el carbón en el sector eléctrico ha caído del 45 al 6%.

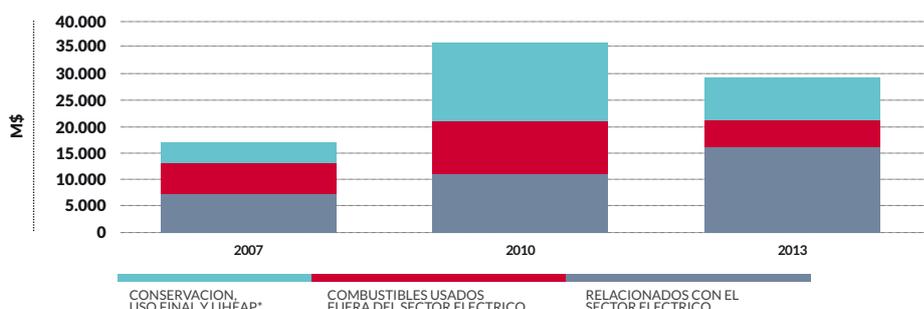
**ILUSTRACIÓN 39 / VALOR DE LAS SUBVENCIONES Y DEL APOYO DEL GOBIERNO FEDERAL PARA LA ELECTRICIDAD EN EE.UU EN 2013 (MILLONES DE USD Y PROPORCIÓN)**

BENEFICIARIO	TOTAL	PROPORCIÓN
Carbón	901	6%
Gas Natural y petróleos líquidos	690	4%
Nuclear	1.660	10%
<b>RENOVABLES</b>	<b>11.678</b>	<b>72%</b>
Biomasa	118	1%
Geotérmica	245	2%
Hidroeléctrica	392	2%
Solar	4.393	27%
Eólica	5.936	37%
Otras	594	4%
Subtotal de electricidad renovable	<b>11.678</b>	<b>72%</b>
Biocombustibles	/	/
Electricidad: redes inteligentes y transporte	<b>1.184</b>	<b>7%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>16.112</b>	<b>100%</b>

Fuente: EIA, Direct Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Year 2013 página xix.

Resulta interesante observar (ver ilustración 40) que, mientras las subvenciones federales para la electricidad aumentaron un 38% entre 2010 y 2013, las subvenciones para el sector energético disminuyeron un 24% en su conjunto, desde aproximadamente 38.000 a 29.000 millones de USD. Este descenso fue especialmente notable en los combustibles consumidos fuera del sector eléctrico, así como en los programas de conservación.

**ILUSTRACIÓN 40 / APOYO ECONÓMICO DEL PRESUPUESTO FEDERAL DE EE.UU. DESTINADO A LA ENERGÍA**



\* Low Income Home Energy Assistance Program = Programa de asistencia energética para hogares con bajos ingresos

Fuente: EIA, Direct Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Year, para años 2013, 2010 y 2007

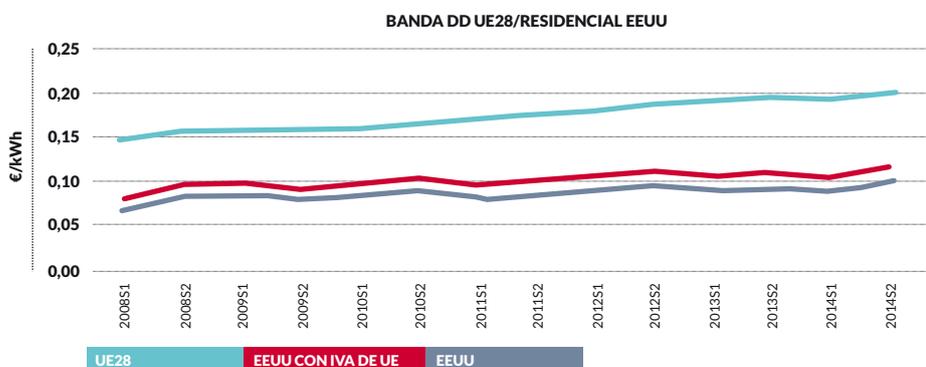
## COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS 02.

Los datos sugieren que el aumento de los créditos fiscales y de las subvenciones directas explican en parte el menor crecimiento y los niveles más bajos de los precios de la electricidad en EE.UU. comparado con la UE.

### 6. Otro motivo por el que EE.UU. presenta unos precios eléctricos más bajos y un menor crecimiento al respecto es la ausencia de impuestos federales (por ejemplo, IVA) sobre la electricidad

En la UE, las ventas de electricidad están gravadas con IVA, mientras que en los EE.UU. los impuestos locales y estatales suelen ser mucho más bajos que el IVA en la UE. Esto no afecta directamente a la comparación de los niveles y tendencias de los precios para los consumidores industriales, ya que estos últimos pueden recuperar el IVA. Sin embargo, el IVA incrementa los precios para los consumidores residenciales, ya que estos no pueden recuperar este ni otros impuestos específicos del consumo eléctrico. Si suponemos que los consumidores residenciales estadounidenses pagan el mismo IVA que los europeos, la diferencia de los niveles del precio final entre ambas regiones disminuye. Asimismo, el IVA medio ha aumentado del 15 al 17% en la UE (zona euro) entre 2008 y 2014, lo que contribuye a explicar en parte el incremento relativo de los precios finales de la electricidad en la UE en comparación con los precios de EE.UU. (ver ilustración 41).

**ILUSTRACIÓN 41 / EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UE Y EE.UU. EN EL SUPUESTO DE QUE AMBAS ZONAS PAGASEN EL IVA DE LA ZONA EURO - UE (2008-S1 - 2014-S2)**



Fuente: Eurostat y US Energy Information Administration (EIA) y Banco Central Europeo

### 7. Conclusión sobre la cuña gubernamental

La conclusión es que la cuña gubernamental ayuda a explicar la diferencia en los niveles y tendencias de los precios eléctricos finales entre la UE y EE.UU.

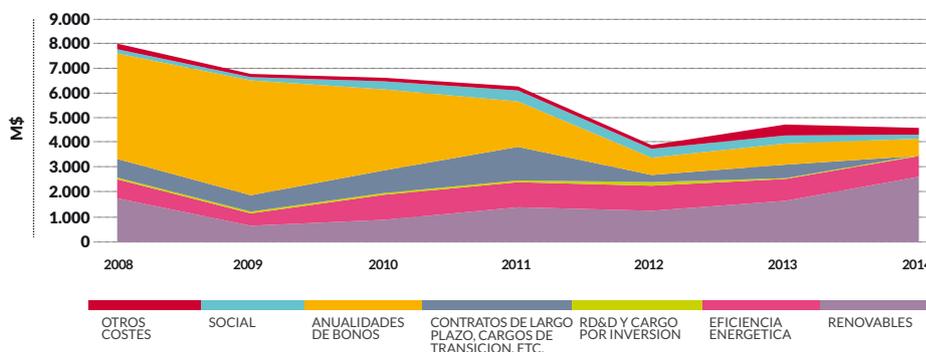
La cuña gubernamental es un componente de las tarifas eléctricas en casi todos los países, si es que no en todos. En la UE, la cuña ha crecido mucho más que los costes de los mercados mayoristas y las redes. En algunos países de la UE, representa ahora aproximadamente la mitad de los precios eléctricos finales para consumidores domésticos. En los EE.UU., la cuña es menor por varios motivos, entre otros la menor penetración de las energías renovables intermitentes, la mayor financiación de las renovables a través de los presupuestos federales y estatales, y la falta de un impuesto nacional y significativo (como el IVA) sobre la electricidad.

## F. ANÁLISIS DE LA CUÑA GUBERNAMENTAL EN CALIFORNIA

La cuña gubernamental varía entre los diferentes estados estadounidenses del mismo modo que lo hace en la Unión Europea. Un estudio sobre California muestra que, incluso en un estado con una intervención política activa y una cuña gubernamental relativamente elevada para los estándares estadounidenses, dicha cuña continúa siendo significativamente más pequeña que en España, que tiene una población y un sistema eléctrico de tamaño similar<sup>22</sup>.

Las ilustraciones 42-44 revelan que los costes de las políticas públicas (la cuña gubernamental) han disminuido en California<sup>23</sup> desde 2008, tanto en términos absolutos como en el porcentaje que representan en la tarifa final, en gran medida por el descenso de las anualidades de bonos, que están relacionados con la recuperación de los costes incurridos por el estado de California para adquirir energía durante la crisis energética de la región<sup>24</sup>. Los costes adicionales resultantes del apoyo a la energía renovable y a la eficiencia energética son otros costes políticos importantes. En total, los costes de políticas públicas fueron de menos de 5.000 millones de USD en 2013, 0,025 USD/kWh, es decir, un 17% del coste unitario total.

**ILUSTRACIÓN 42 / COSTES DE POLÍTICAS PÚBLICAS DE LAS PRINCIPALES UTILITIES DE CAPITAL PRIVADO EN CALIFORNIA (\$ MILLONES)**



Fuente: Electric and Gas Utility Cost Reports (California Public Utilities Commission)

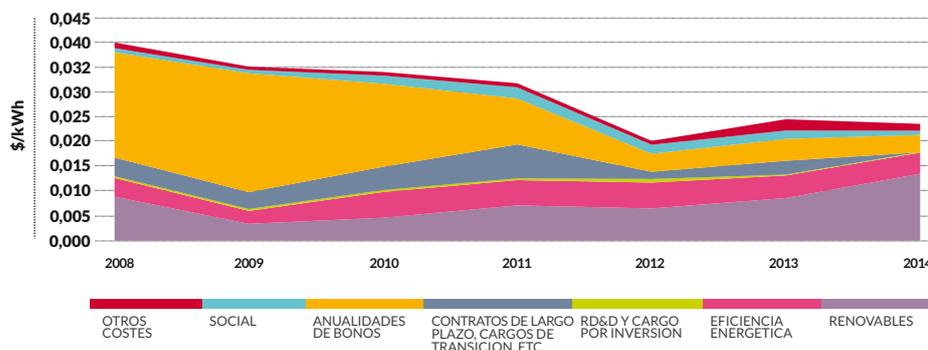
<sup>22</sup> En 2013 la población en España (47 millones) superó a la de California (38 millones), pero el consumo eléctrico total fue superior en California (262 TWh) que en España (241 TWh).

<sup>23</sup> Costes del sector eléctrico publicados por la California Public Utilities Commission. Datos correspondientes a las principales empresas de California: Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) y San Diego Gas & Electric (SDG&E).

<sup>24</sup> Los bonos DWR se emitieron en el año 2003 para recuperar los costes incurridos por el estado de California para adquirir energía durante la crisis energética. Queda un saldo pendiente de 7.200 millones de USD sobre dichos bonos DWR, cuya completa cobertura está prevista para el año 2022. Se trata de algo conceptualmente similar a las anualidades del déficit de tarifa en España.

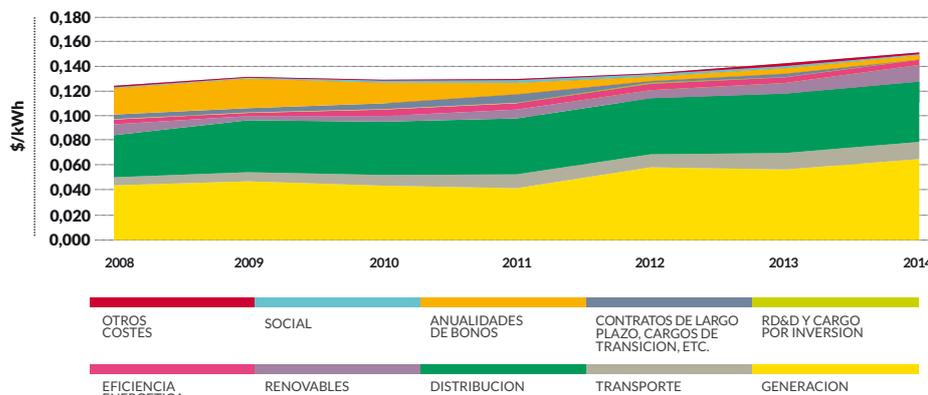
# COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESTADOS UNIDOS 02.

**ILUSTRACIÓN 43 / COSTES UNITARIOS DE POLÍTICAS PÚBLICAS DE LAS PRINCIPALES UTILITIES DE CAPITAL PRIVADO EN CALIFORNIA**



Fuentes: Electric and Gas Utility Cost Reports (California Public Utilities Commission) and US Energy Information Administration (EIA)

**ILUSTRACIÓN 44 / COSTE ELÉCTRICO UNITARIO EN CALIFORNIA POR COMPONENTES**

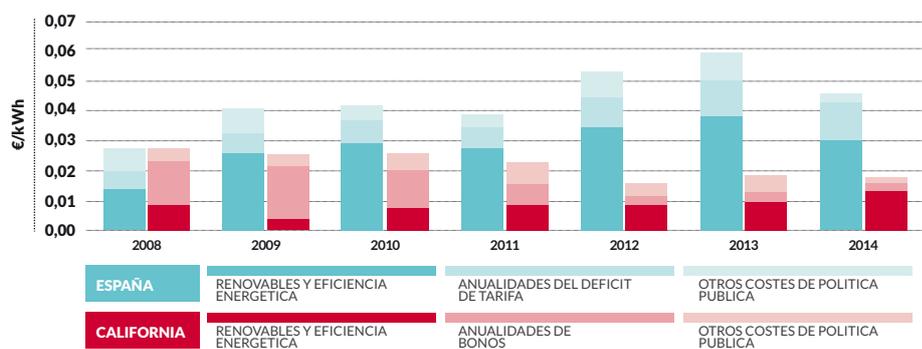


Fuentes: Electric and Gas Utility Cost Reports (California Public Utilities Commission) and US Energy Information Administration (EIA)

A pesar de que California aplica una política pública muy activa, la cuña gubernamental es de tamaño reducido comparada con algunos países europeos, y ha descendido desde 2008 por la bajada de las anualidades de los bonos. Por ejemplo, la población y el sistema eléctrico de España son aproximadamente del mismo tamaño que los de California. Sin embargo, los costes unitarios de políticas públicas financiados a través de las tarifas españolas (sin considerar IVA e impuesto sobre la electricidad) se situaron en un rango de 0,039 a 0,060 EUR/kWh entre 2009 y 2014, frente a entre 0,016 y 0,026 EUR/kWh en California (ver ilustración 45). Mientras que el estado de California recaudó menos de 3.000 millones de USD mediante tarifas eléctricas para financiar las renovables en 2013, España dedicó en 2013 más de 9.000 millones de EUR recaudados mediante tarifas a apoyar las energías renovables y la cogeneración. Adicionalmente, la diferencia entre cuñas gubernamentales se ve acrecentada notablemente al considerar los impuestos de los clientes españoles en su factura correspondiente (IVA e impuesto sobre la electricidad).

# 02.

## ILUSTRACIÓN 45 / EVOLUCIÓN DE LOS COSTES UNITARIOS DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS EN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE ESPAÑA Y CALIFORNIA (2008-2014)<sup>25</sup>



Fuente: Comisión Nacional de Energía y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Electric and Gas Utility Cost Reports (California Public Utilities Commission) and US Energy Information Administration (EIA) y Banco Central Europeo

El ejemplo de California sirve como base para confirmar que la cuña gubernamental en la UE es considerablemente mayor que en EE.UU. y nos ayuda a explicar las tendencias divergentes en materia de precios de electricidad entre la UE y EE.UU.

<sup>25</sup> Tarifas eléctricas sin impuestos en factura. No se incluyen costes de política pública recaudados por IVA e impuesto sobre la electricidad.

Costes de políticas públicas en costes de acceso españoles en periodo 2012-14: 2012 (€13.131 millones), 2013 (€14.628 millones) y 2014 (€10.594). En 2013, el sobrecoste en liquidaciones ascendía a €9.307 millones, de los que casi 7.000 correspondían a instalaciones renovables y el resto a cogeneración y residuos.

# 03.

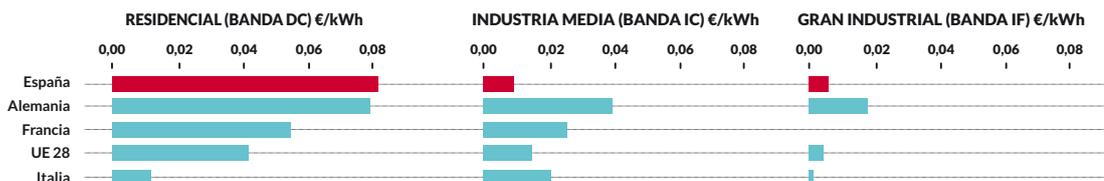
## ESPAÑA: PRECIOS FINALES Y LA CUÑA GUBERNAMENTAL<sup>26</sup>

### A. ESPAÑA Y LA UE

#### 1. Los precios finales han crecido más en España que en otros de los grandes países de la UE, en particular para los pequeños consumidores

La ilustración 46 refleja la variación de los precios finales, en términos absolutos (€) en los países de la UE estudiados en el presente informe, de las diferentes categorías de consumidores. Los precios finales de la electricidad para clientes residenciales en España se han incrementado en más del 50% desde el segundo semestre de 2008. Se trata de un incremento mayor que el de la media de la UE y que el del resto de los países europeos que son objeto del presente informe. Los aumentos de los precios para la industria española son inferiores que para los consumidores residenciales en términos absolutos, pero han sido elevados en términos porcentuales, ya que partieron de una base más baja.

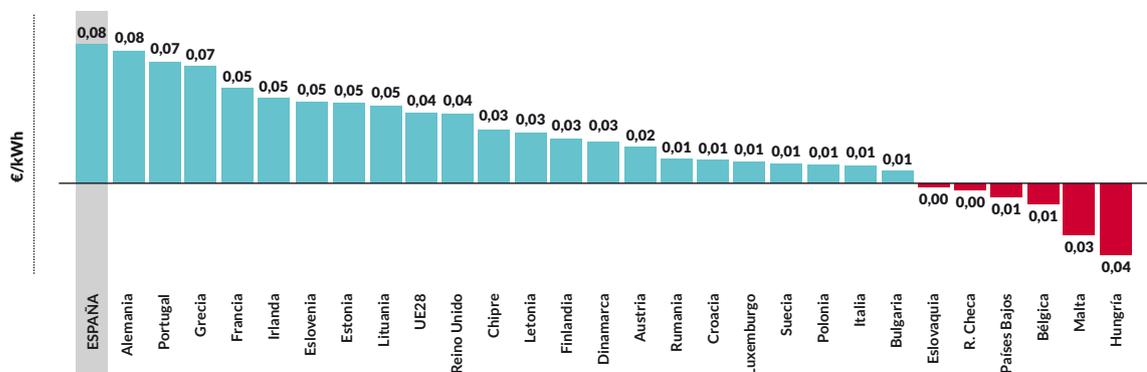
**ILUSTRACIÓN 46 / VARIACIÓN DE LOS PRECIOS AL POR MENOR EN ESPAÑA Y OTROS PAÍSES DE LA UE DESDE EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2008 HASTA EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2014, PARA DIFERENTES CATEGORÍAS DE CONSUMIDOR (€/KWH)**



Fuente: Eurostat

Mirando con más detalle la situación de los consumidores residenciales en la ilustración 47, España ha experimentado el mayor aumento de precio eléctrico en términos unitarios (€/kWh) de todos los países de la UE-28 en el período estudiado.

**ILUSTRACIÓN 47 / INCREMENTO UNITARIO DE LOS PRECIOS AL POR MENOR PARA CONSUMIDORES RESIDENCIALES (BANDA DC) EN LOS PAÍSES DE LA UE DESDE EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2008 HASTA EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2014 (€/KWH)**



Fuente: Eurostat

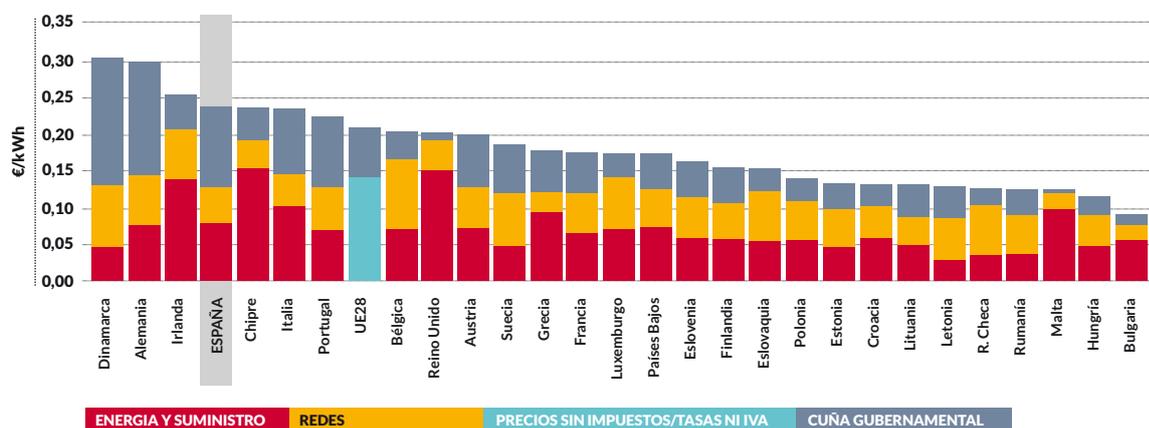
<sup>26</sup> Precios finales incluyen todos los impuestos no recuperables. Para consumidores domésticos, los precios incluyen el IVA y para los consumidores industriales no incluyen el IVA. Los precios son todos nominales, es decir sin tomar en cuenta la inflación.

# 03.

## 2. Los precios eléctricos en España están entre los más elevados de la UE para los consumidores residenciales, pero están por debajo de la media para los grandes consumidores

Las ilustraciones 48-50 reflejan los precios finales relativos de los 28 países miembros de la UE en el segundo semestre de 2014. Como se ve en la ilustración 48, los precios para los consumidores residenciales en España se situaron entre los más elevados (cuarta posición), solo superados por los precios de Dinamarca, Alemania e Irlanda. Se nota la importancia de la cuña gubernamental como componente en el precio final, especialmente en Dinamarca, Alemania, Portugal y España.

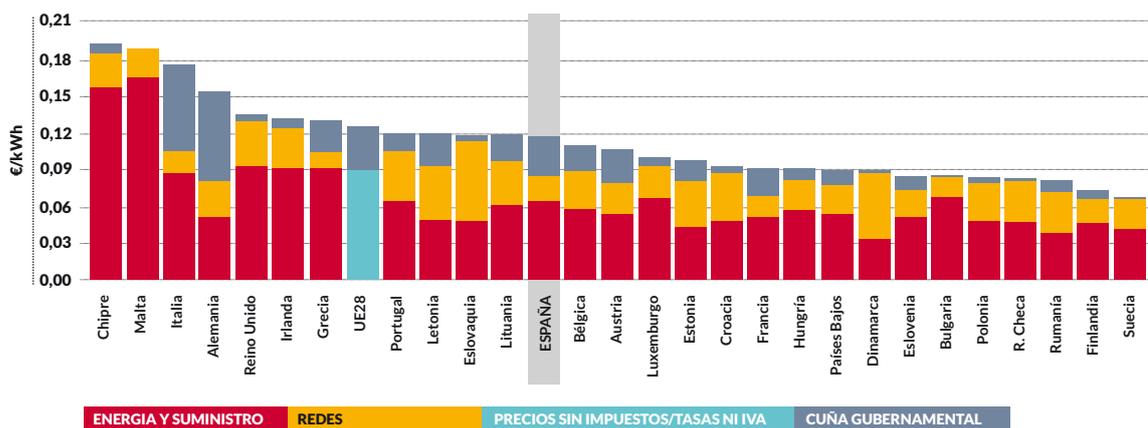
**ILUSTRACIÓN 48 / PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES RESIDENCIALES (BANDA DC) EN ESPAÑA Y OTROS PAÍSES DE LA UE EN 2014-S2**



Fuente: Eurostat y estimación propia para España (Eurostat, liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

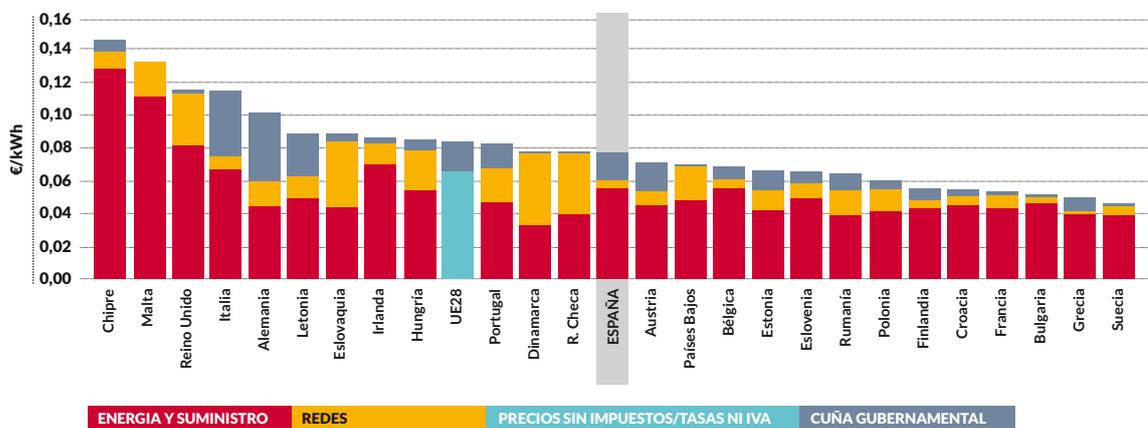
Las ilustraciones 49 y 50 reflejan que España ocupaba la duodécima posición de la UE en los precios de la electricidad para la industria de tamaño medio (once países presentaban precios más elevados) y la decimotercera posición en el caso de la industria intensiva en electricidad. Cabe destacar que, mientras Alemania presentó precios más elevados que España en las tres categorías de consumidor, los precios de Francia fueron sistemáticamente más bajos.

**ILUSTRACIÓN 49 / PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES DE TAMAÑO MEDIO (BANDA IC) EN ESPAÑA Y OTROS PAÍSES DE LA UE (2014-S2)**



Fuente: Eurostat y estimación propia para España (Eurostat, liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

**ILUSTRACIÓN 50 / PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES DE CONSUMO INTENSIVO EN ELECTRICIDAD (BANDA IF) EN ESPAÑA Y OTROS PAÍSES DE LA UE (2014-S2)**



Fuente: Eurostat y estimación propia para España (Eurostat, liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

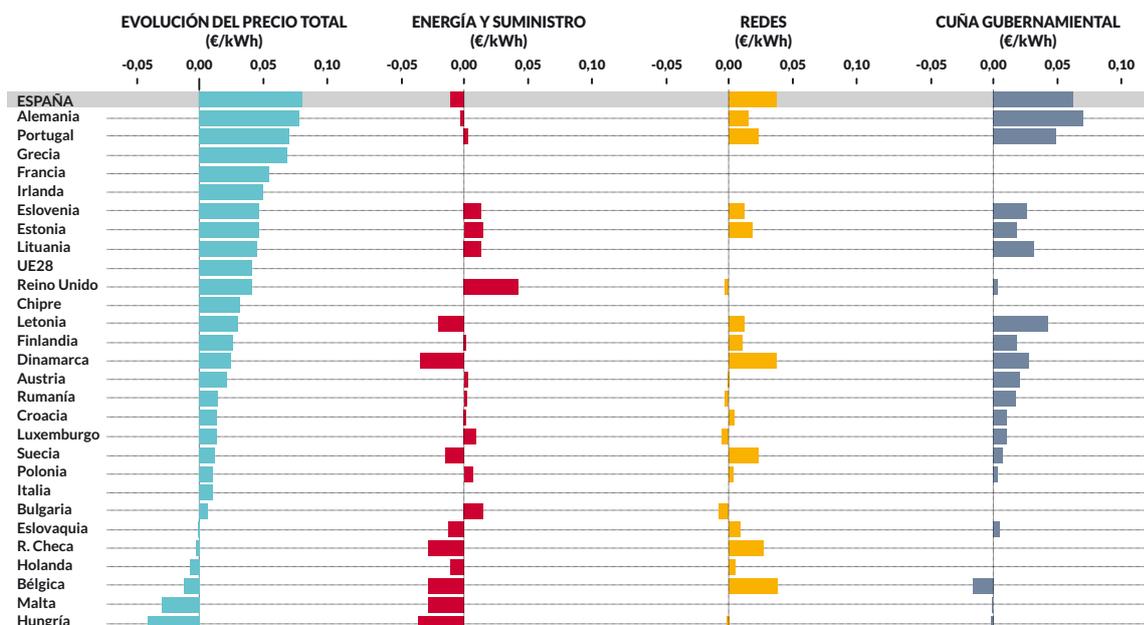
### 3. La cuña gubernamental es el principal factor determinante de las diferencias de precios en la UE, sobre todo para los consumidores residenciales

La explicación de que se registren precios más elevados en España para consumidores residenciales está ligada a la cuña gubernamental. En el periodo de 2008 a 2014, esta cuña contribuyó en gran parte al incremento del precio final (ver ilustración 51).

# 03.

Desde finales de 2008 y hasta finales de 2014, los precios de la electricidad (con IVA) para los clientes residenciales españoles aumentaron en más del 50%, pasando de 0,156 EUR/kWh a 0,237 EUR/kWh. De este incremento, la cuña gubernamental (los impuestos y las otras cargas sobre las ventas de electricidad) aumentó de 0,049 EUR/kWh a 0,109 EUR/kWh, y los cargos correspondientes a los costes de la energía y redes pasaron de 0,107 EUR/kWh a 0,128 EUR/kWh. Como resultado, la cuña gubernamental representaba a finales de 2014 el 46% del precio final, y aunque menos que en 2013, muy por encima del 32% que suponía a finales de 2008. Mientras, los costes de la energía (mercados mayorista y minorista) y redes bajaron del 68% al 54% en ese mismo periodo.

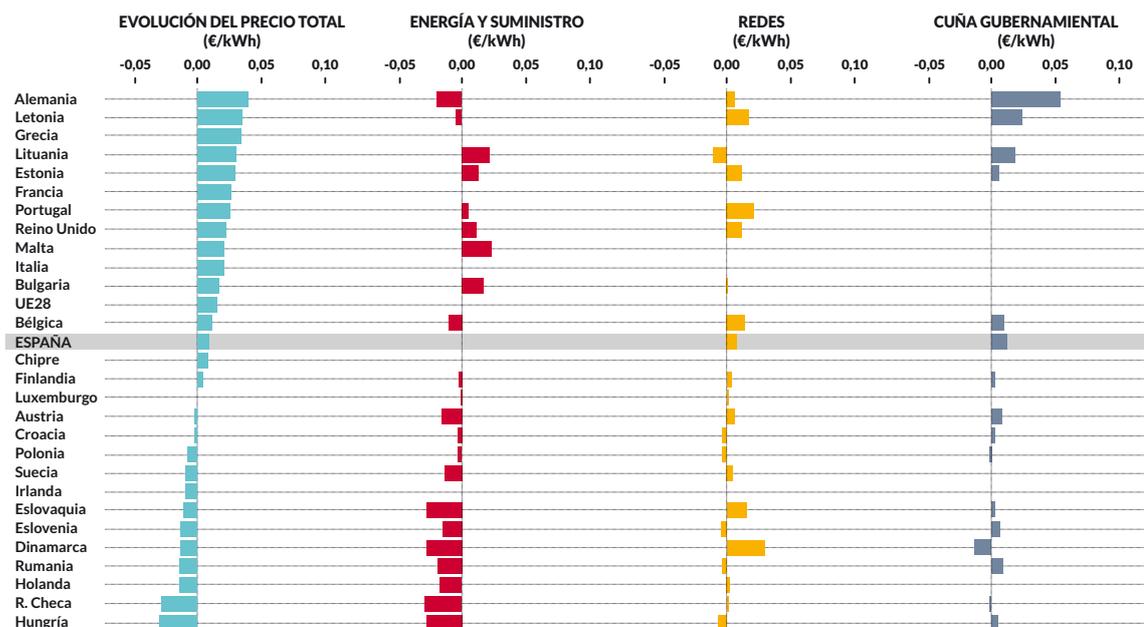
**ILUSTRACIÓN 51 / EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS ELÉCTRICOS, COSTES DE ENERGÍA/SUMINISTRO, REDES Y CUÑA PARA LOS CONSUMIDORES RESIDENCIALES (BANDA DC) PARA UE-28 (2008-S2 - 2014-S2 EN €/KWH)**



Fuente: Eurostat y estimación propia para España (Eurostat, liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

En relación con los consumidores industriales de tamaño medio, los precios y la cuña gubernamental se incrementaron, pero lo hicieron menos en términos absolutos que para los clientes residenciales (ver ilustración 52). Los precios finales (sin IVA) de los consumidores industriales de tamaño medio españoles aumentaron en torno al 9% entre el segundo semestre de 2008 y el segundo semestre de 2014 (de 0,107 EUR/kWh, a 0,117 EUR/kWh), mientras que la cuña gubernamental aumentó en casi el 70%, pasando de 0,019 EUR/kWh a 0,033 EUR/kWh. La cuña gubernamental representó en 2014 el 28% del precio medio para estos consumidores, en comparación con el 18% en 2008.

**ILUSTRACIÓN 52 / EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS ELÉCTRICOS, COSTES DE ENERGÍA/ SUMINISTRO, REDES Y CUÑA PARA CONSUMIDORES INDUSTRIALES DE TAMAÑO MEDIO (BANDA IC) PARA UE-28 (2008-S2 – 2014-S2 EN €/KWH)**

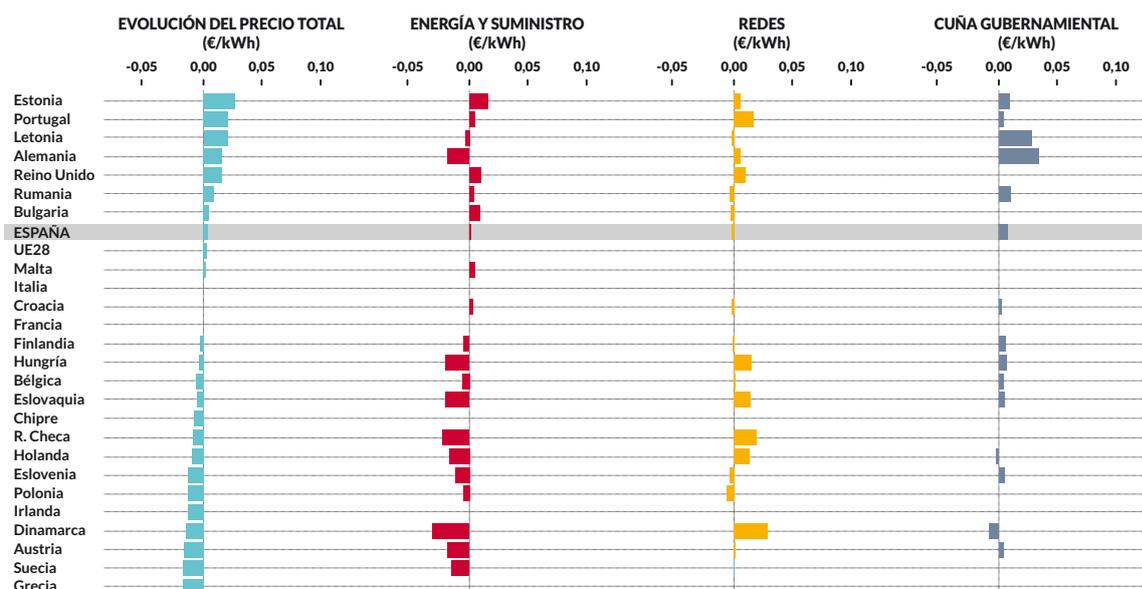


Fuente: Eurostat y estimación propia para España (Eurostat, liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

En el caso de los grandes consumidores industriales, los precios medios aumentaron de 0,072 EUR/kWh a 0,077 EUR/kWh entre el segundo semestre de 2008 y el segundo semestre de 2014 (ver ilustración 53), mientras que la cuña gubernamental aumentó de 0,009 EUR/kWh a 0,016 EUR/kWh. Al final del periodo, la cuña gubernamental suponía el 20% del precio final, en comparación con el 13% de 2008.

# 03.

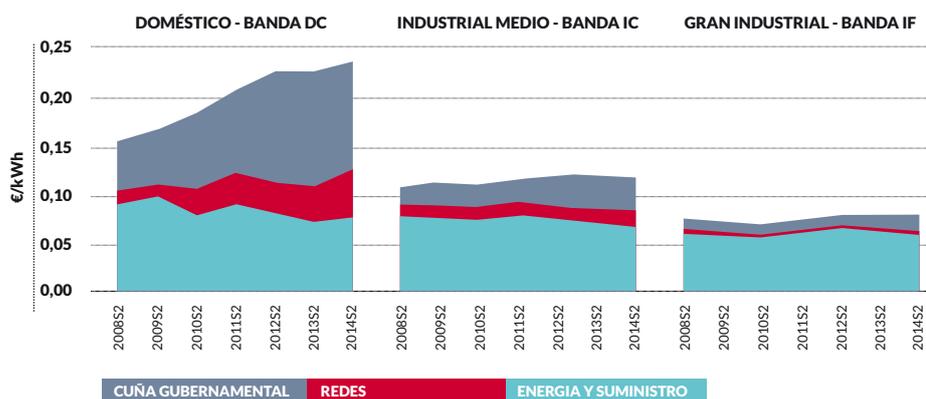
**ILUSTRACIÓN 53 / EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS ELÉCTRICOS, COSTES DE ENERGÍA/SUMINISTRO, REDES Y CUÑA PARA LOS GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES (BANDA IF) PARA UE-28 (2008-S2 – 2014-S2 EN €/KWH)**



Fuente: Eurostat y estimación propia para España (Eurostat, liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

En todos los países, los grandes clientes tienden a pagar precios eléctricos más bajos, y España no es una excepción al respecto. Existe una justificación del coste de algunos diferenciales de precio; por ejemplo, unos costes unitarios más bajos de comercialización para grandes clientes, mayores costes unitarios de red para servir a los pequeños clientes y la capacidad que los grandes clientes tienen para consumir la electricidad cuando los precios del sistema son bajos. Los precios reflejan también que los clientes residenciales no pueden recuperar el IVA, al contrario que los clientes industriales. Sin embargo, un elemento destacable del reparto de costes está asociado a las decisiones gubernamentales o regulatorias no vinculadas con las diferencias de costes, sino con otros criterios. En España, la cuña del gobierno suponía el 46% de los precios medios de electricidad residencial en 2014, el 28% de los precios medios para los clientes industriales y el 20% de los precios para las grandes industrias (ver ilustración 54). Con el crecimiento de la cuña, el reparto de estos costes se convierte en un asunto de la mayor importancia.

**ILUSTRACIÓN 54 / EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS ELÉCTRICOS MEDIOS Y SUS COMPONENTES EN ESPAÑA EN 2008-2014 PARA DIFERENTES CATEGORÍAS DE CONSUMIDOR (€/KWH)**



Fuente: Eurostat y estimación propia (liquidaciones del sector eléctrico de la CNMC, OMIE, OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC)

#### 4. El déficit de tarifa hace difícil reducir los precios finales en España por ahora

El déficit de tarifa anual es la diferencia entre los costes regulados reconocidos (por tanto, con derecho de cobro) y los ingresos del sistema para las actividades reguladas; por ejemplo, las energías renovables, la cogeneración, el transporte, la distribución, los suministros extrapeninsulares y el carbón nacional, entre otras. A finales de 2013, la deuda acumulada era de aproximadamente 26.000 millones de euros, según el gobierno español.

Desde 2012, el gobierno ha incrementado las tarifas (peajes) regulados, ha introducido nuevos impuestos, ha bajado los costes regulados y ha pasado algunos costes a los Presupuestos Generales del Estado, todo ello con el objeto de evitar futuros “déficits de tarifa”. Según el Ministerio, estas medidas representan un ahorro de costes para el sistema de unos 10.000 millones de euros anuales<sup>27</sup>. Como consecuencia del conjunto de medidas aplicadas, el déficit de tarifa anual ha desaparecido y la cuña gubernamental disminuyó en 2014.

No obstante, esta reducción de costes no rebajó los precios medios finales por diversas razones. Primero, porque a falta de la liquidación definitiva de 2014 todavía no hay un superávit en el sistema; sólo se ha evitado un mayor déficit acumulado o un incremento adicional de las tarifas. Una vez que haya un superávit habrá que decidir cómo aplicarlo. En segundo lugar, la legislación actual presenta limitaciones respecto a cómo y bajo qué condiciones se puede utilizar el superávit para reducir los precios finales. Por ejemplo, no permite reducir los peajes de acceso mientras existan deudas de años anteriores. En tercer lugar, el gobierno introdujo nuevos impuestos (en particular sobre toda la producción eléctrica) que han contribuido a un incremento estructural del precio de la energía; aunque no están incluidos en mi cálculo de la cuña, se los podría considerar como parte de ella. Por último, la reducción del consumo de los consumidores residenciales en 2014 (cercano al 6%) también ha podido implicar un incremento del precio medio por el mayor peso de los ingresos fijos.

<sup>27</sup> Ministerio de Industria, Energía y Turismo, “Reforma del Sistema Eléctrico: Una Reforma Necesaria”, transparencias con fecha 12 de julio, 2013.

# 03.

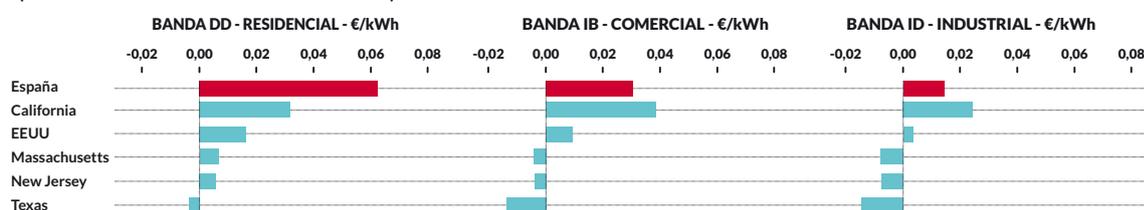
Sin embargo, y aunque todavía no se ha registrado superávit, el pasado mes de julio el Gobierno aprobó una disminución de otro componente de la factura que supone una disminución de los precios de los clientes, los pagos por capacidad, justificando dicha medida en la adecuación de sus precios por la desaparición en 2015 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro que proveen las centrales que utilizan carbón autóctono.

## B. ESPAÑA Y EE.UU.

### 1. Los precios de la electricidad en EE.UU. son más bajos y han aumentado menos en términos absolutos que los precios españoles

En el periodo estudiado, los precios de la electricidad para consumidores residenciales han aumentado considerablemente más en España que los precios equivalentes en los estados seleccionados de EE.UU., y más que la media de las tarifas estadounidenses. Los precios para los consumidores comerciales e industriales también han experimentado mayores aumentos en España que en los estados seleccionados y los niveles medios de precios de EE.UU. (ver ilustración 55).

**ILUSTRACIÓN 55 / VARIACIÓN DE LOS PRECIOS ELÉCTRICOS AL POR MENOR EN ESPAÑA Y EN VARIOS ESTADOS DE EE.UU. PARA DIFERENTES CATEGORÍAS DE CONSUMIDOR (2008-S2 - 2014-S2 EN €/KWH)**

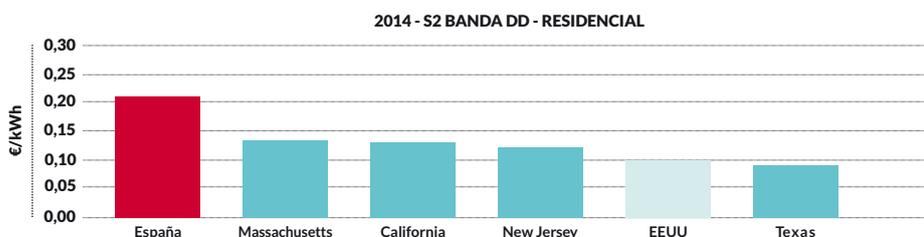


Fuente: EUROSTAT y Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA) y Banco Central Europeo

Como resultado, los consumidores residenciales españoles pagaron a finales de 2014 más del doble por kWh<sup>28</sup> que los consumidores residenciales de EE.UU. de tamaño similar. Puesto que la cuña gubernamental representa casi la mitad de las tarifas eléctricas actuales de los consumidores residenciales españoles, la diferencia entre las tarifas medias de EE.UU. y de España se aproxima a la cuña gubernamental española (ver ilustración 56).

<sup>28</sup> El consumidor residencial medio de EE.UU. consume más (kWh) que el consumidor medio en España, por lo cual la factura en los EE.UU. puede ser mayor que la factura en España, aunque el precio medio por kWh es menor en los EE.UU. Además, la comparación solo refleja los impuestos incluidos en los datos de la EIA.

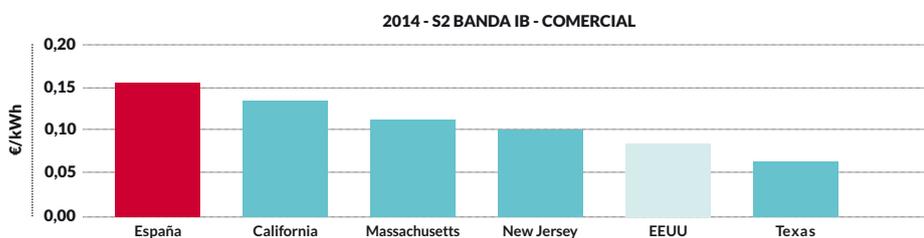
## ILUSTRACIÓN 56 / PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES RESIDENCIALES EN ESPAÑA Y EN VARIOS ESTADOS DE EE.UU.



Fuente: EUROSTAT y Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA) y Banco Central Europeo.

Los consumidores comerciales también pagan más por kWh que los estadounidenses por término medio, y su posición competitiva se ha visto mermada durante el periodo analizado. No obstante, la diferencia es menos pronunciada que en el caso de los consumidores residenciales, sobre todo debido a la posibilidad de que los consumidores comerciales puedan recuperar el IVA. A finales de 2014, estos precios (sin IVA) eran más del doble en España que los precios de Texas, casi el doble del precio medio estadounidense y un 18-20% más elevados que en los estados del nordeste y de California (ver ilustración 57).

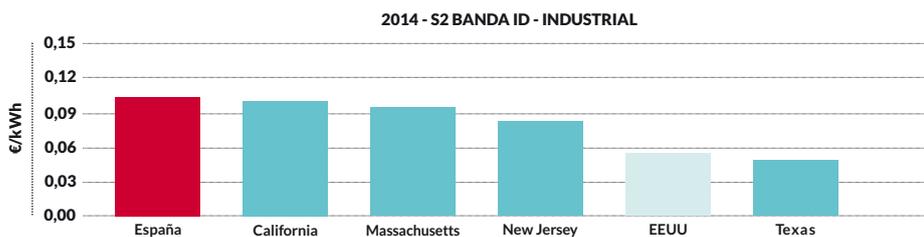
## ILUSTRACIÓN 57 / PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES DE TAMAÑO MEDIO EN ESPAÑA Y EN VARIOS ESTADOS DE EE.UU.



Fuente: EUROSTAT y Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA) y Banco Central Europeo.

Los precios para los clientes industriales presentan una tendencia ligeramente diferente (ver ilustración 58). Mientras que los precios de España han aumentado, continuaban por encima de la media de los precios estadounidenses, casi duplicaban el precio de Texas en la primera mitad de 2014 y se encontraban cerca de los precios de California y Massachusetts.

## ILUSTRACIÓN 58 / PRECIOS FINALES MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN VARIOS ESTADOS DE EE.UU.



Fuente: EUROSTAT y Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA) y Banco Central Europeo.

# 04.

## CONSECUENCIAS, RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

### A. CONSECUENCIAS

Las consecuencias de que los precios de la energía excedan considerablemente el coste del suministro pueden llegar a ser graves en la UE y especialmente en España. En primer lugar, se produce una reducción del bienestar de los consumidores residenciales. En líneas generales, la mayor parte de los costes de las políticas públicas se obtiene de los pequeños consumidores, ya que, en términos económicos, son los que tienen una menor elasticidad de demanda, es decir, que su consumo no baja mucho cuando sube el precio.

Por ejemplo, entre 2008-S2 y 2014-S2, el coste medio (por kWh) de la electricidad para consumidores residenciales subió aproximadamente el 50% en España durante la crisis económica más grave que el país haya atravesado en 50 años. Este incremento está en gran medida relacionado con la introducción de costes para sufragar ciertas políticas públicas.

En segundo lugar, la inclusión de estos costes en las tarifas eléctricas implica una transferencia de riqueza hacia determinadas industrias, regiones, consumidores y proveedores de combustibles. Huelga decir que no existen objeciones a la redistribución de la riqueza, pero cuando se realiza mediante tarifas eléctricas esta redistribución deja de ser transparente.

En tercer lugar, los consumidores industriales pagan una proporción de los costes de esas políticas públicas, lo cual afecta a su competitividad. Las industrias que compiten en los mercados internacionales se ven especialmente afectadas. Esto tiene consecuencias negativas sobre la tasa de empleo y sobre el potencial económico de España y de otros países europeos, lo cual no significa que sea pertinente subvencionar la industria con precios inferiores a los costes de suministro, pero sí pone de manifiesto las consecuencias económicas de aplicar precios superiores a dichos costes.

En cuarto lugar, la eficiencia y la sostenibilidad del mercado mayorista se ven mermadas cuando determinados agentes del mercado reciben pagos “fuera del mercado”, financiados a través de la cuña gubernamental. La idea principal de los mercados energéticos mayoristas en régimen de competencia consiste en que los inversores puedan recuperar los costes de la generación a través de unos ingresos obtenidos exclusivamente en el propio mercado. Cuando una proporción creciente de la generación se remunera a través de pagos determinados por el gobierno fuera del mercado, se produce un aumento de la capacidad de generación, se reducen los precios al por mayor y se desalienta a los inversores que no reciben tales pagos. Las consecuencias son más pronunciadas cuando la capacidad adicional proviene de energía eólica o solar, ya que contribuyen a unos precios de mercado más bajos y perjudican a la generación que no recibe pagos fuera del mercado<sup>29</sup>.

<sup>29</sup> He tratado este tema en mayor detalle en “The Scissors Effect: How structural trends and government intervention are damaging major European electricity companies and affecting customers”, August 2015, <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/08/EL-14.pdf>

En quinto lugar, la cuña implica unos precios superiores a los costes reales de suministro eléctrico, y da información equivocada a los consumidores. Esta información puede llevar a decisiones erróneas e ineficientes. Por un lado, al hacer más cara la electricidad, la cuña fomenta el consumo de los combustibles fósiles para usos como calefacción y transporte, en vez del uso de la electricidad que viene de fuentes más limpias. De este modo, impide la descarbonización del sistema energético. Por otro lado – y sobre todo cuando las tarifas están mal estructuradas, como en este momento en España – esta cuña puede motivar menos consumo eléctrico de la red, más autoconsumo o hasta la desconexión de la red, decisiones que probablemente no se tomarían con datos válidos sobre el coste de suministro y que complican la recuperación de los costes fijos del sistema.

## B. RECOMENDACIONES

En primer lugar, es necesario definir claramente los objetivos de las políticas públicas. Para ello, se precisa transparencia y una visión de largo plazo. La Unión Europea está comenzando a desarrollar una visión de este tipo con la descarbonización en un mercado energético único. Sin embargo, España necesita una visión propia, entre los diferentes partidos, que contextualice el debate en torno a ciertas medidas políticas y a la transición para lograr dicha visión. Esta visión debería incluir el no ofrecer apoyo financiero a las nuevas inversiones en tecnologías que pudieran competir con las energías convencionales si no contaran con ese apoyo; fomentar la innovación en tecnologías que reduzcan las emisiones de CO<sub>2</sub>, por ejemplo a través de una señal a largo plazo en el precio de las emisiones de CO<sub>2</sub> y la inversión pública en I+D; facilitar una mayor coordinación y homogenización de los marcos regulatorios a escala europea; permitir que los mercados mayoristas tengan precios que reflejen el coste marginal del sistema; y abrir espacios para un mayor protagonismo de los consumidores.

En segundo lugar, hay que decidir cómo financiar los objetivos. Cumplir con las obligaciones sobre la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en España, igual que en otros países, depende en gran medida de la descarbonización del sector eléctrico y de la electrificación del resto del sector energético y del transporte, reemplazando las energías fósiles, al menos parcialmente, en función de consideraciones tecnológicas y económicas. Por este motivo, la descarbonización del sector eléctrico y eventualmente otras políticas similares, son objetivos nacionales (y europeos) cuya financiación debe ser asumida: (a) por todos los contribuyentes o (b) por todos los consumidores de energía y transporte, no sólo por los consumidores eléctricos mediante, por ejemplo, un impuesto al carbono neutro desde una perspectiva impositiva (acompañándolo necesariamente de una reducción de otros impuestos)<sup>30</sup>. Subir los precios eléctricos por encima de los costes de suministro no tiene sentido si el objetivo es la electrificación de la economía, porque incentiva un mayor uso de combustibles fósiles y puede llevar a decisiones ineficientes de parte de los consumidores eléctricos.

<sup>30</sup> El gobierno provincial de la Columbia Británica en Canadá tiene un impuesto de carbono neutro que parece ser efectivo en tres sentidos: ha reducido las emisiones, parece no haber afectado negativamente al crecimiento económico y tiene un amplio apoyo, en parte por ser un impuesto neutro desde una perspectiva impositiva.

# 04.

Además, el dinero que el gobierno recauda a través de la tarifa eléctrica (mediante la cuña gubernamental) para financiar distintas políticas públicas, es un impuesto financiado principalmente por los consumidores de menor tamaño, como son los consumidores residenciales. Este sistema impositivo es claramente regresivo, ya que perjudica en mayor medida a los consumidores con menos recursos, y es ineficiente porque distorsiona el precio de la electricidad, encareciéndolo en sentido absoluto (incrementando su precio final) y relativo (respecto a otras alternativas energéticas). Dados los diferentes objetivos políticos financiados, parece lógico que se financien mediante los Presupuestos Generales del Estado.

En resumen, por regla general, los costes de las políticas públicas no deberían incluirse en las tarifas eléctricas. En otros países, como hemos visto en EE.UU., los presupuestos federales y estatales subvencionan una proporción considerable del coste de las energías renovables. Esto contribuye a explicar que sus precios eléctricos sean más bajos, pero también implica que el coste de las políticas públicas recaea sobre los agentes que tienen capacidad de pago mediante un régimen fiscal progresivo. En España, como en otros países europeos, tarde o temprano surgirá un debate en torno a qué costes de las políticas públicas deberían ser sufragados por las tarifas eléctricas y qué consumidores deberían pagarlos, siendo necesario mantener un debate transparente al respecto.

En tercer lugar, una parte importante de cualquier transición está vinculada a la necesidad de reconsiderar los mercados, regulaciones y tarifas existentes. En relación con esto último, la experiencia internacional sugiere que el desafío no consiste únicamente en eliminar la cuña, sino también en reestructurar las tarifas, para reflejar los costes de suministro. Rediseñar las tarifas para recaudar más a través de una cuota fija para todos los clientes conectados puede ayudar a recuperar los costes fijos, por ejemplo cuando los consumidores producen su propia electricidad. Sin embargo, cuanto mayores sean los costes políticos incluidos en la tarifa (ya sea en forma de componente fijo o variable), menor será el consumo del sistema y más complicada será la sostenibilidad financiera. La idea no debe ser fijar tarifas para subvencionar o castigar decisiones específicas, como el autoconsumo, sino dar información válida, dejando que los consumidores tomen sus decisiones según el coste de las alternativas y sus preferencias.

En cuarto lugar, hay que mejorar la transparencia de la asignación de costes de la cuña gubernamental y de los costes de las redes. Los gobiernos determinan una parte creciente de los precios de la electricidad que paga el consumidor, lo que deja menos margen para que la competencia beneficie a estos últimos. En todos los países hay descuentos y exenciones, algunos de los cuales son transparentes y otros están ocultos. Es importante analizar estas cuestiones con mayor profundidad, sobre todo debido a sus implicaciones distributivas y a que estos descuentos y exenciones suelen explicarse en relación a la competitividad internacional, aunque esta no siempre esté en juego.

Finalmente, la reducción de los costes regulados del sistema y la posibilidad de pasar algunos costes de política pública a los Presupuestos Generales del Estado abrirán el debate relativo a la aplicación de futuros superávit del sistema. La ley actual presenta limitaciones en la reducción de la tarifa. No obstante, dado el incremento de las tarifas para todos los consumidores que se ha producido en los últimos siete años, creo que es el momento de debatir la revisión de la ley para permitir reducir las tarifas de acceso y los precios finales.

## C. CONCLUSIONES

Los precios finales medios de la electricidad son superiores en la UE y están creciendo más rápidamente que en EE.UU., algo que resulta especialmente marcado en los precios que pagan los pequeños consumidores españoles. El objetivo principal de este estudio consiste en explicar por qué los precios de la electricidad de la UE están aumentando con mayor rapidez que en EE.UU.

En un intento de explicar esa diferencia, he analizado tendencias en la demanda y en los costes más importantes de la UE y de EE.UU., en particular los costes de la energía y de las redes de transporte y distribución. Sin embargo, ninguno de estos factores ofrece una explicación satisfactoria. La diferencia entre EE.UU. y la UE, así como dentro de ambas regiones, tiene que ver principalmente con la cuña gubernamental.

Resulta difícil generalizar sobre los determinantes de la cuña gubernamental, pero sin lugar a dudas está relacionada con el apoyo por la vía de la tarifa a objetivos de promoción de las energías renovables, así como a la decisión de financiar distintas políticas públicas a través de las tarifas eléctricas. La postura de la UE ante estos frentes ha contribuido a aumentar la cuña gubernamental y los precios finales. En general, EE.UU. tiene cuñas políticas más bajas, en parte por la menor penetración de las energías renovables intermitentes, pero también porque los costes políticos se financian en mayor medida mediante los presupuestos federales y estatales, así como porque los impuestos locales y estatales sobre la electricidad son mucho más bajos que los impuestos (p.ej. IVA) en la UE.

Es difícil predecir los precios futuros y el tamaño de la cuña gubernamental. En todos los países o estados que abogan de manera agresiva por la descarbonización, los precios de la electricidad y la cuña gubernamental están aumentando, por lo menos hasta ahora. Sin embargo, los elevados precios no conllevan únicamente una pérdida de apoyo político a la descarbonización, sino que también proporcionan incentivos a los consumidores para recurrir menos al sistema eléctrico, provocando así problemas de sostenibilidad financiera del sector.

Por último, e independientemente de que los costes de determinadas políticas públicas se financien a través de la tarifa eléctrica o a través de impuestos medioambientales o los presupuestos nacionales, seguimos ante un problema de costes de políticas públicas al alza y de mercados distorsionados. El avance consistiría en confiar más en los mercados competitivos, en lugar de hacerlo en las intervenciones gubernamentales. No obstante, para ello es necesario reconsiderar la organización y regulación de los mercados de electricidad descarbonizada del futuro, así como la transición hacia ellos. Son numerosos los motivos que indican que España debería asumir el liderazgo en el diseño de una visión a largo plazo de un sector eléctrico descarbonizado en Europa y de una transición hacia esa visión. Eso debería ser un tema de debate político, especialmente ante las elecciones generales de 2015, así como en el futuro.

# ANEXO 01.

## INTRODUCCIÓN A LOS DATOS UTILIZADOS EN ESTE INFORME

Las comparaciones de precios finales de la electricidad entre Europa y EE.UU. basadas en datos oficiales no permiten una comparación totalmente homogénea debido a la diferente definición de los clientes de referencia en ambas regiones y a que los datos no se recaban del mismo modo en EE.UU. y en la UE. Además, al comparar regiones con diferencias muy marcadas en sus consumidores medios de referencia, también debe tenerse en cuenta la influencia en los precios unitarios (por kWh) de los componentes de los costes fijos, dado que las estructuras tarifarias se suelen diseñar considerando los parámetros más comunes en cada región.

Esta falta de homogeneidad en los datos disponibles de clientes de referencia implica diferencias en los niveles de precios durante todo el periodo analizado, si bien las tendencias de los precios permiten confirmar el diferente impacto en los precios finales de las políticas públicas en dichas regiones, una vez asumida esa falta de homogeneidad.

Dadas las limitaciones de información disponible, y para minimizar los efectos de la falta de homogeneidad, en el presente estudio se adaptan los clientes de referencia de las regiones concretas implicadas en análisis:

- El estudio considera las cifras correspondientes a la definición de los clientes de referencia en las estadísticas de Eurostat (bandas de consumo DC, IC e IF) en aquellos apartados en los que el análisis se limita a España y a los países europeos.
- En el análisis conjunto de regiones europeas y estadounidenses, se considera la información relativa a la definición de clientes utilizada por la US Energy Information Administration (consumidores residenciales, comerciales e industriales) en EE.UU., mientras que para los países europeos se consideran los precios asociados a las bandas de consumo que engloban al consumidor promedio estadounidense (bandas de consumo DD, IB e ID respectivamente).

### **DATOS EUROPEOS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS DE PRECIOS FINALES EN EUROPA**

La fuente de información europea que permite una mejor comparación de los precios eléctricos domésticos e industriales viene dada por las estadísticas publicadas por Eurostat para las bandas de consumo de consumidores domésticos DC y las bandas de consumo de consumidores industriales IC e IF.

Por un lado, la banda de consumo DC (consumo anual de entre 2.500 y 5.000 kWh) es la que registra un mayor número de consumidores en la mayoría de los países, por lo que es la más representativa para la comparación entre consumidores domésticos.

Por otro lado, la banda de consumo IC (consumo anual de entre 500 y 2.000 MWh) es la más representativa de las empresas de tamaño medio, mientras que, para la comparación de los precios de consumidores de consumo más intensivo, se ha considerado la banda de consumo IF (consumo anual de entre 70.000 y 150.000 MWh), al ser la banda de mayor consumo a la que todos los países miembros aportan datos en la encuesta de Eurostat.

# ANEXO .01

Debe tenerse en cuenta que, si bien las estadísticas publicadas por Eurostat permiten una comparación homogénea de precios para la gran mayoría de los consumidores finales de electricidad, la metodología de esas mismas estadísticas no permite un desglose de costes detallado en relación con los componentes de energía, redes e impuestos y otros cargos, ni los países miembros responden de manera armonizada a este desglose.

Además, en la comparación de precios finales industriales, las estadísticas publicadas por Eurostat tampoco permiten una comparación totalmente homogénea en lo que se refiere a los consumidores de consumo intensivo. Por un lado, no todos los consumidores están representados en esas estadísticas, ya que los países miembros no tienen la obligación de suministrar datos sobre los precios de consumidores con un consumo anual mayor de 150.000 MWh. Por otro lado, las estadísticas reflejan los precios de los consumidores suministrados por comercializadores, pero no se refleja el precio de los consumidores respecto de los cuales la confidencialidad no está asegurada metodológicamente, ni tampoco los precios asociados a la electricidad que los consumidores adquieren directamente en el mercado mayorista.

Asimismo, en determinados países, como España, la metodología de estas estadísticas no permite reflejar los posibles ingresos adicionales que dichos consumidores pueden disfrutar por prestar servicios de gestión de la demanda al sistema eléctrico, como ocurre con la interrumpibilidad, ya que estos ingresos no están incorporados en las facturas emitidas por los suministradores.

En este análisis, la cuña gubernamental corresponde a los costes comunicados por Eurostat como IGC (Impuestos, gravámenes y otros cargos) para todos los países, excepto España. Para España, la “cuña” incluye no solo los IGC contabilizados por Eurostat, sino también los costes de políticas públicas incluidos en las tarifas de acceso que Eurostat considera como costes de las redes entre 2008 y 2012, y los costes de políticas públicas incluidos en las tarifas que Eurostat considera como costes de energía y suministro a partir de 2013. No tengo datos adecuados para hacer un análisis similar para otros países de la UE. No obstante, creo que es importante hacerlo para tener mayor transparencia sobre los costes de las políticas públicas y sobre su reparto entre las diferentes categorías de consumidores.

Para el análisis de la evolución de los precios finales, se ha considerado el período comprendido entre el primer semestre de 2008 y el segundo semestre de 2014.

Para el análisis de la evolución de la “cuña gubernamental”, se ha considerado el período comprendido entre el segundo semestre de 2008 y el segundo semestre de 2014 dado que los datos desglosados por componentes de Eurostat que permiten calcular la cuña gubernamental sólo se publican para los segundos semestres.

Además, en el caso de España, también utilizo información adicional basada en las liquidaciones de las actividades reguladas del sistema eléctrico español para estimar los costes de las políticas públicas incluidas en las tarifas de redes entre 2008 y 2012, e información basada en los mercados OMIE y OMIP e informes minoristas de electricidad publicados por la CNMC para estimar los costes de las políticas públicas incluidas en el componente de energía y suministro informado por Eurostat en 2013 y 2014.

# 01. ANEXO

## DATOS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS DE LOS PRECIOS FINALES EN EE.UU.

La fuente de información estadounidense que permite una mejor comparación de los precios eléctricos domésticos e industriales viene dada por las estadísticas publicadas por la U.S. Energy Information Administration.

Los precios medios finales que esta considera en sus estadísticas representan para cada región el coste unitario de la energía vendida en él, calculado como el cociente de la suma de los ingresos estimados entre el consumo vendido, diferenciando entre los siguientes tipos de consumidores:

- **Residenciales:** consumidores que usan la electricidad para uso residencial en casas, apartamentos y *mobile homes* (caravanas estáticas usadas como vivienda).
- **Comerciales:** consumos de instalaciones y equipos de las empresas proveedoras de servicios; establecimientos de gobiernos federales, estatales y locales, así como otras organizaciones públicas y privadas, viviendas institucionales e instalaciones de tratamiento de aguas residuales.
- **Industriales:** consumidores que abastecen las instalaciones y equipos utilizados para la producción, procesamiento o ensamblaje de bienes. El sector industrial abarca la actividad manufacturera; la agricultura, la silvicultura, la pesca y la caza; la minería, incluyendo extracción de petróleo y gas; y la construcción.

A diferencia de la metodología de Eurostat, la definición de clientes establecida por la U.S. Energy Information Administration viene condicionada por el uso de la electricidad y no por su nivel de consumo, imposibilitando comparaciones homogéneas de clientes.

Por otra parte, las estadísticas publicadas por la U.S. Energy Information Administration no permiten un desglose del coste detallado en relación con los componentes de energía, redes e impuestos (estatales o locales) y otros cargos (ambientales o sobre los clientes) para cada estado.

# ANEXO .01

## DATOS EUROPEOS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS DE PRECIOS FINALES DE EE.UU.

En 2013, el consumo anual medio de los clientes domésticos estadounidenses fue de 10.908 kWh, siendo Hawaii el estado que registró el menor consumo medio de clientes domésticos (6.176 kWh).

Aunque en Europa el consumo de los clientes domésticos varía notablemente de un país a otro, el consumo medio de los hogares europeos se situaba en 4.137 kWh/año en 2009, menos de la mitad que el consumo medio del cliente residencial estadounidense.

Para minimizar la diferencia entre los niveles de precios en la comparativa, se considera adecuado considerar para Europa la información de precios correspondiente a la banda de consumo DD (clientes domésticos con consumo anual de entre 5.000 y 15.000 kWh), al ser la banda de consumo más representativa de los clientes domésticos estadounidenses.

De forma análoga, se observa que la mayoría de los clientes comerciales estadounidenses quedan encuadrados dentro de la banda europea de consumo IB (clientes no domésticos con consumo anual de entre 20 y 500 MWh), mientras que la mayor parte de la energía de los clientes industriales estadounidenses queda encuadrada en la banda europea de consumo ID (clientes no domésticos con consumo anual de entre 2.000 y 20.000 MWh). No obstante, es importante reconocer que el tamaño de esta categoría de consumidores industriales es relativamente pequeño en comparación con la categoría de consumidores industriales de uso intensivo (banda IF) examinados en la comparación entre países europeos.

# 02. ANEXO

## TIPO DE CAMBIO USD/EUR

### ANUAL

#### DATOS: TIPOS DE CAMBIO

EXR.A.USD.EUR.SP00.A

Tipos de cambio de referencia del BCE, USD/EUR, 2:15 pm (C.E.T.)

Recopilación: Media de observaciones durante el periodo (A)

PERIODO\UNIDAD:	[USD]
2003	1,1312
2004	1,2439
2005	1,2441
2006	1,2556
2007	1,3705
2008	1,4708
2009	1,3948
2010	1,3257
2011	1,3920
2012	1,2848
2013	1,3281
2014	1,3285

### SEMESTRAL

#### DATOS: TIPOS DE CAMBIO

EXR.H.USD.EUR.SP00.A

Tipos de cambio de referencia del BCE, USD/EUR, 2:15 pm (C.E.T.)

Recopilación: Media de observaciones durante el periodo (A)

PERIODO\UNIDAD:	[USD]		[USD]
2003H1	1,1049	2009H1	1,3328
2003H2	1,1564	2009H2	1,4539
2004H1	1,2273	2010H1	1,3268
2004H2	1,2598	2010H2	1,3247
2005H1	1,2847	2011H1	1,4032
2005H2	1,2044	2011H2	1,3809
2006H1	1,2296	2012H1	1,2965
2006H2	1,2814	2012H2	1,2733
2007H1	1,3291	2013H1	1,3134
2007H2	1,4109	2013H2	1,3423
2008H1	1,5304	2014H1	1,3703
2008H2	1,4129	2014H2	1,2883

Fuente: Banco Central Europeo

# ANEXO 03.

## DOCUMENTOS DE REFERENCIA NO IDENTIFICADOS EN LOS PIE DE PÁGINA

### 1. Costes del sector eléctrico publicados por la Comisión Nacional de Energía y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

[http://www.cnmec.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Liquidaciones\\_Electricidad/150423\\_Liquidacion\\_energia\\_electrica\\_14%20DE%202014.pdf](http://www.cnmec.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Liquidaciones_Electricidad/150423_Liquidacion_energia_electrica_14%20DE%202014.pdf)

- > [http://www.cnmec.es/Portals/0/Ficheros/Energia/EnergiaElectrica/Liquidaciones/141202\\_%20informe%20de%20Resultados%20Liquidacion%20Complementaria%20de%20la%2014%202013%20SECTOR%20ELECTRICO.pdf](http://www.cnmec.es/Portals/0/Ficheros/Energia/EnergiaElectrica/Liquidaciones/141202_%20informe%20de%20Resultados%20Liquidacion%20Complementaria%20de%20la%2014%202013%20SECTOR%20ELECTRICO.pdf)
- > [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP\\_Liqui\\_Ele\\_24042013.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_Liqui_Ele_24042013.pdf)
- > [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP\\_liqui-ELE\\_27042012.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_liqui-ELE_27042012.pdf)
- > [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP\\_liqui-ELE-14-2010.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_liqui-ELE-14-2010.pdf)
- > [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP\\_Liqui\\_14\\_2009b.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_Liqui_14_2009b.pdf)
- > [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP\\_Liqui\\_142008.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_Liqui_142008.pdf)
- > [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP\\_Liqui\\_Mar083.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_Liqui_Mar083.pdf)

[A efectos del cálculo, no se consideran desajustes temporales en los costes de acceso de años anteriores ni los costes o ingresos liquidatorios extraordinarios]

### 2. Comparación internacional de componentes de tarifas de transporte de ENTSO-E

<https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/transmission-tariffs/Pages/default.aspx>

- > [https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS\\_2014\\_Final\\_140703.pdf](https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS_2014_Final_140703.pdf)
- > [https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS\\_2013\\_UPDATED\\_140703.pdf](https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS_2013_UPDATED_140703.pdf)
- > [https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/Synthesis\\_2012\\_UPDATED\\_FINAL\\_04072013.pdf](https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/Synthesis_2012_UPDATED_FINAL_04072013.pdf)
- > [https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/Synthesis\\_2011\\_FINAL\\_02072012.pdf](https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/Synthesis_2011_FINAL_02072012.pdf)
- > [https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/TariffSynthesis\\_2010\\_updated\\_FINAL.PDF](https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/TariffSynthesis_2010_updated_FINAL.PDF)
- > [https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/20100713\\_ENTSO-E\\_Overview\\_Transmission\\_tariffs\\_2009.pdf](https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/20100713_ENTSO-E_Overview_Transmission_tariffs_2009.pdf)

### 3. Comparación internacional de capacidad de generación firme de ENTSO-E

<https://www.entsoe.eu/publications/statistics/yearly-statistics-and-adequacy-retrospect/Pages/default.aspx>

- > [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/YSAR/141515\\_Y SAR\\_2013\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/YSAR/141515_Y SAR_2013_report.pdf)
- > [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/YSAR/140318\\_Y SAR\\_2012\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/YSAR/140318_Y SAR_2012_report.pdf)
- > [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/news/ENTSO-E\\_publishes\\_the\\_System\\_Adequacy\\_Retrospect\\_2011/120726\\_System\\_Adequacy\\_Retrospect\\_2011\\_Final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/news/ENTSO-E_publishes_the_System_Adequacy_Retrospect_2011/120726_System_Adequacy_Retrospect_2011_Final.pdf)
- > [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/SAR/ENTSO-E\\_SAR\\_2010.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/SAR/ENTSO-E_SAR_2010.pdf)
- > [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/SAR/100630\\_SAR\\_2009.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/SAR/100630_SAR_2009.pdf)

# 03. ANEXO

## 4. Costes del sector eléctrico publicados por la California Public Utilities Commission

<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/reports.htm>

- > <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/A87AF775-6CBF-4076-984E-08675CE39332/0/2014AB67Final.pdf>
- > <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/E1804568-DF65-48A4-A00B-EB6D9AF63E4D/0/AB67CostReport2014.pdf>
- > <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/26E020D9-D7D1-45B3-A637-0E89456F1F9C/0/AB67CostReport201204252013.pdf>
- > <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/1C5DC9A9-3440-43EA-9C61-065FAD1FD111/0/AB67CostReport201.pdf>
- > [http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/3828C51D-FE77-4439-ADB0-8790D5E9EC92/0/2010AB67CostReport\\_FINAL\\_32911.pdf](http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/3828C51D-FE77-4439-ADB0-8790D5E9EC92/0/2010AB67CostReport_FINAL_32911.pdf)
- > <http://cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/28894AA0-7C8A-4470-B342-53A84734DBF4/0/FinalCostReportwithErrata2009AB67.pdf>

## 5. Subvenciones y apoyo del gobierno federal de EE.UU.

- > <http://www.eia.gov/analysis/requests/subsidy/pdf/subsidy.pdf>
- > <http://www.eia.gov/analysis/requests/subsidy/archive/2010/pdf/subsidy.pdf>
- > <http://www.eia.gov/analysis/requests/2008/subsidy2/pdf/subsidy08.pdf>



PATROCINADO POR:



[www.eurocofin.es](http://www.eurocofin.es)