

# Informe sobre las condiciones de inversión en redes eléctricas y gasistas en Europa

**Ismael Bahillo Santoyo**

**Henar Soto Tejero**

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

El Consejo de los Reguladores Europeos de la Energía (CEER), publicó el pasado 11 de enero de 2018 el Informe sobre las condiciones de inversión en redes eléctricas y gasistas en Europa, aprobado a mediados de diciembre de 2017<sup>1</sup>.

Este es el segundo año que CEER hace público un informe que ofrece una visión general de los marcos retributivos aplicados en 2017 a las redes de transporte y distribución de electricidad y gas, con especial atención a la determinación de los costes de capital, en los Estados miembros de la UE y Noruega<sup>2</sup>.

Las actividades de transporte y distribución de gas y electricidad se caracterizan, entre otros factores, por ser intensivas en capital. La recuperación de los costes de estos activos se realiza a lo largo de la vida útil de los mismos a través de una retribución por su amortización. Adicionalmente, mientras los activos no estén totalmente amortizados, las empresas de transporte

y distribución soportan un coste financiero derivado del coste de oportunidad de los recursos propios y el coste del servicio de la deuda. El marco retributivo que se establezca para estas actividades debe permitir a las empresas reguladas recuperar los costes prudentemente incurridos y correspondientes a una empresa eficiente y bien gestionada, y además obtener una rentabilidad adecuada sobre los fondos invertidos pendientes de amortización de acuerdo con el perfil de riesgo de la actividad desarrollada.

El diseño de un marco retributivo para las actividades reguladas incluye, entre otros, determinar la metodología de cálculo de los siguientes elementos:

- Base de activos regulatoria (*regulatory asset base* o RAB en su terminología anglosajona).
- Tasa de retribución financiera aplicable sobre el RAB.
- La retribución de la amortización.

- La retribución de los costes de operación y mantenimiento (OPEX).

Adicionalmente hay otros elementos relevantes como son la actualización de los parámetros retributivos, los factores de eficiencia, los incentivos por calidad del servicio, la retribución por extensión de vida útil de los activos, etc. En el informe publicado por CEER se hace especial énfasis en el criterio seguido para el cálculo de la tasa de retribución financiera, para la determinación de la base de activos regulatoria y en la retribución por la amortización de los activos en los diferentes marcos retributivos en vigor para el transporte y distribución de gas y electricidad en Europa. Otros aspectos cuantitativos relevantes como la retribución de los OPEX, y otros factores más complejos de medir como son la estabilidad del marco regulatorio y la transparencia y participación de los agentes en el diseño del marco retributivo, no son analizados en el estudio de CEER, aunque es sabido que también tiene un impacto relevante en las decisiones de inversión de los agentes.

<sup>1</sup> CEER Report on Investment Conditions in European Countries (C17-IRB-30-03). 11 diciembre 2017. Disponible en: <https://www.ceer.eu/1517>

<sup>2</sup> El informe incluye datos de Austria (AT), Bélgica (BE), Croacia (HR), República checa (CZ), Dinamarca (DK), Estonia (EE), Finlandia (FI), Francia (FR), Alemania (DE), Gran Bretaña (GB), Grecia (GR), Hungría (HU), Irlanda (IE), Italia (IT), Letonia (LV), Lituania (LT), Luxemburgo (LU), Holanda (NL), Noruega (NO), Polonia (PL), Portugal (PT), Rumania (RO), Eslovenia (SI), Suecia (SE) y España (ES).

## Principales resultados del Informe

En primer lugar, el informe de CEER analiza las **características del marco retributivo** que aplica a estas actividades. La retribución de una actividad regulada puede fijarse de acuerdo con distintos esquemas retributivos, aunque se distingue habitualmente entre dos grandes categorías: por una parte, la regulación basada en costes (regulación de tipo *cost-plus* o *rate-of-return*) y, por otra parte, la regulación basada en incentivos (entre las que se encuentran los esquemas de tipo *price-cap* y *revenue cap*).

Del análisis del informe se observa que a nivel europeo prevalecen los esquemas de retribución basados en incentivos tanto en el sector eléctrico como en el gasista, y tanto en transporte como en distribución (entre el 50% y 75% de los casos), siendo el mecanismo de *revenue cap* el más empleado. Los esquemas mixtos de retribución basada en costes e incentivos le siguen en importancia (hasta el 25% para algunas actividades) y, finalmente, se observa que la presencia de marcos retributivos basados únicamente en costes es muy limitada.

Por lo que se refiere a **factores de eficiencia**, la mayoría de los reguladores establecen factores de eficiencia tanto en redes eléctricas como gasistas que aplican principalmente en los OPEX y en menor medida en los CAPEX (en un 40% de los casos). Sobre este punto cabe destacar que CEER está llevando a cabo en la actualidad un estudio de eficiencia en costes para los TSO eléctricos y gasistas a nivel europeo (CEER-TCB 18). Dado que en la mayoría de países de la UE el número de TSOs es reducido, este estudio es especialmente re-

levante como herramienta de competencia referencial.

Por lo que se refiere a la **tasa de retribución**, el informe de CEER muestra que la práctica totalidad de países de la UE, salvo España, emplean el coste medio ponderado del capital (en inglés *weighted average cost of capital*, WACC) para calcular la tasa de retribución. Para las redes eléctricas prevalece a nivel europeo el uso del WACC nominal antes de impuestos. Para las redes gasistas prevalece a nivel europeo el uso del WACC real antes de impuestos.

La fórmula de cálculo del WACC nominal después de impuestos es la siguiente:

$$WACC_{post\ tax}^{nominal} = \frac{Debt}{Debt + Equity} * (R_{Debt})_{pretax}^{nominal} * (1 - Tax\ rate) + \frac{Equity}{Debt + Equity} * (R_{Equity})_{pretax}^{nominal}$$

Donde el coste de la deuda ( $R_{Debt}$ ) se obtiene a partir de la suma de la tasa libre de riesgo ( $R_f$ ) y la prima de riesgo de la deuda ( $DRP$ ):

$$R_{Debt} = R_f + DRP$$

Y, la estimación del coste de los recursos propios ( $R_{Equity}$ ) se obtiene aplicando la fórmula del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM)<sup>3</sup>, a partir de la suma de la tasa libre de riesgo ( $R_f$ ) y la prima de riesgo de mercado ( $MRP$ ) multiplicado por la beta apalancada ( $\beta_L$ ):

$$R_{Equity} = R_f + \beta_L * MRP$$

Esta fórmula indica que la rentabilidad esperada de los fondos propios para una determinada actividad es igual a la suma de una tasa libre de riesgo y de una prima de riesgo del mercado de capitales, multiplicada por un coeficiente beta, dado por el ratio entre la covarianza de la rentabilidad del activo con el mercado y la varianza del mercado, que refleja el riesgo no diversificable del activo. Para calcular el parámetro beta el método de los comparadores es el más ampliamente utilizado. Este método se basa en la selección de empresas cotizadas que realizan las mismas actividades y que operan en un entorno similar, implicando así un perfil de riesgo sistemático similar al de las actividades reguladas cuya beta se pretende estimar. Este método parte, en primer lugar, de la selección de comparadores. A continuación, se estima el coeficiente beta observado de cada comparador (denominado beta apalancado dado que está afectado por el endeudamiento de la empresa). En tercer lugar, se calcula el coeficiente beta desapalancado de cada comparador y el coeficiente beta desapalancado de la actividad regulada. Finalmente se calcula el coeficiente beta reapalancado de la actividad regulada utilizando el ratio de apalancamiento objetivo.

El informe de CEER compara la metodología seguida para definir las distintas variables que compone el WACC y los resultados obtenidos a nivel europeo:

- **Tasa libre de riesgo** (*risk free rate*,  $R_f$ ): de acuerdo con el informe de CEER, la mayoría de los reguladores emplean la Deuda del Estado como la mejor aproximación disponible a un activo libre de riesgo. La práctica totalidad de los reguladores emplea datos históricos de

<sup>3</sup> El modelo del CAPM parte del principio según el cual los inversores pueden eliminar un componente del riesgo asociado con una determinada inversión mediante la diversificación de su cartera de activos. La posición de riesgo que puede eliminarse mediante diversificación se denomina no diversificable o sistemático.

la deuda con vencimiento a 10 años y solo hay una excepción en que se emplea la deuda con vencimiento a 5 años y un regulador que utiliza los distintos vencimientos disponibles (desde los de menor plazo hasta los superiores a 30 años). La tasa libre de riesgo en términos reales oscila entre el 1,5% y el 3,0% para la muestra de países considerados.

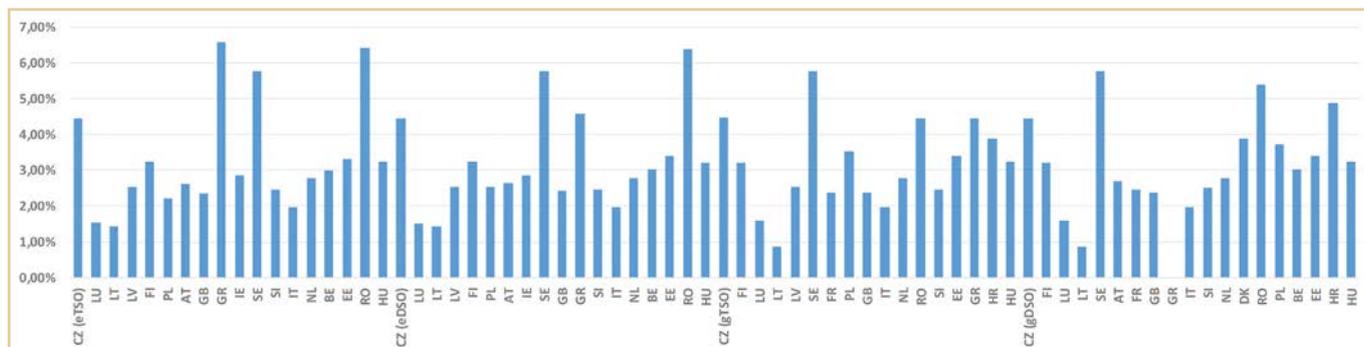
- **Prima de riesgo de la deuda (Debt risk Premium, DRP):** a nivel europeo los reguladores emplean principalmente el análisis de mercado para obtener el coste de financiación de las empresas de redes que, por lo general, tienen buen acceso a los mercados financieros. La prima de riesgo de la deuda observada se sitúa entre el 0,45% y el 1,5%. Agregando este componente a la tasa libre de riesgo, se observa que el coste real de la deuda, antes de impuestos, se sitúa en un rango entre el 2,4% y el 4,0% para la mayoría de los países analizados.
- **Tipo impositivo:** se refiere, en general, al tipo del impuesto de sociedades definido en la normativa fiscal de cada país. Los valores aplicados a nivel europeo oscilan en un rango entre el 15% y el 35%.
- **Nivel de apalancamiento (gearing),** definido como la proporción de deuda sobre la suma de deuda y fondos propios. El análisis de CEER muestra que los reguladores consideran dos alternativas: la primera se basa en el apalancamiento observado en las empresas de redes; la segunda alternativa considera el nivel de apalancamiento óptimo que minimiza el WACC. Los valores observados para el gearing a nivel europeo oscilan en un rango entre el 30% y el 60%.
- **Beta desapalancada (asset beta,  $\beta_u$ )** y beta apalancada (equity beta,  $\beta_l$ ): el informe de CEER recoge tanto el criterio seguido para estimar la beta (los reguladores emplean análisis de mercado tanto internos como externos para la elección de los comparadores), como la fórmula empleada para obtener la beta desapalancada a partir de la beta apalancada (que incluye, para la mayoría de los reguladores, el tipo impositivo). De acuerdo con el informe de CEER la beta desapalancada se sitúa en un rango entre 0,26 y 0,50 para el sector eléctrico, mientras que para el sector gasista oscila entre 0,3 y 0,7. Por lo que se refiere a la beta apalancada, aplicando la fórmula

que no incluye el tipo impositivo, CEER obtiene un rango de entre 0,47 y 0,93 para el sector eléctrico y entre 0,55 y 1,21 para el sector gasista.

Como conclusión del análisis realizado por CEER cabe señalar que la beta desapalancada y apalancada aplicada en el sector eléctrico es inferior a la considerada en el sector gasista, lo que podría reflejar que el sector gasista tiene más riesgo que el sector eléctrico. Por otra parte, cabe señalar que, salvo alguna excepción, la beta que emplean los reguladores para el transporte y distribución de cada actividad es similar.

- **Prima de riesgo de mercado (market risk Premium, MRP):** es la rentabilidad adicional sobre la del activo sin riesgo que se requiere para invertir en una cartera que no tiene riesgo diversificable. De acuerdo con el informe de CEER, los reguladores europeos emplean principalmente estudios con datos históricos frente a otras alternativas como, por ejemplo, el método de las encuestas de expectativas que se basa en valores prospectivos. Entre los estudios más empleados destaca el elaborado por

**Figura 1. Coste real de la deuda antes de impuestos en el año 2016/2017**



Fuente: CEER Report on Investment Conditions in European Countries (C17-IRB-30-03). 11 diciembre 2017. Página 66.

Dimson, Marsh, y Staunton<sup>4</sup>. Cabe señalar que este estudio contiene una amplia evidencia empírica internacional sobre la prima de riesgo de mercado histórica. Además, tiene la ventaja de presentar con criterios homogéneos los valores de la prima de riesgo en las principales economías mundiales. Se trata de una estimación basada sobre series históricas de rentabilidad anuales del mercado y de la deuda pública a largo plazo, en 23 países, desde 1900 hasta 2016. Frente a la gran volatilidad de los mercados bursátiles, los autores defienden la conveniencia de realizar previsiones basadas en series temporales de muy largo plazo, que incluyan tanto periodos de rentabilidades bajas como periodos de rentabilidades elevadas.

Por lo que se refiere al valor del MRP, el estudio de CEER muestra que, en general, la prima de riesgo de mercado se sitúa en un rango entre el 4,0% y el 5,5%, aunque hay algunos reguladores que emplean valores fuera de este rango.

- A partir de los valores obtenidos para la tasa libre de riesgo, la beta y la pri-

ma de mercado, es posible obtener el **coste real del capital**. El informe de CEER considera tres alternativas: la primera toma la beta apalancada considerada por cada regulador; la segunda toma la beta apalancada asumiendo un apalancamiento del 50% e incluyendo la tasa impositiva de cada país; la tercera alternativa es similar a la anterior pero sin incluir la tasa impositiva. Tal y como se muestra en la Figura 2, para la mayoría de reguladores el valor observado del coste real del capital se sitúa entre el 3% y el 6%.

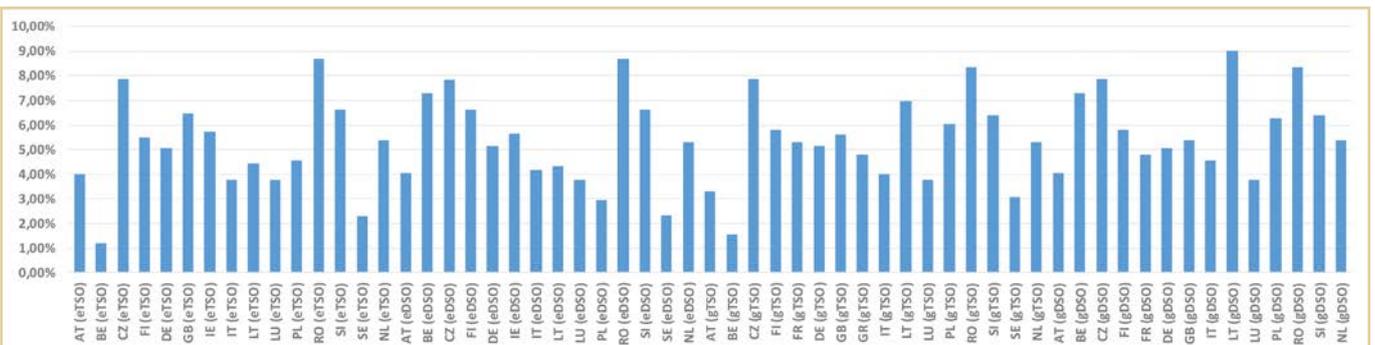
Cabe señalar que algunos reguladores establecen puntualmente primas adicionales en la tasa de retribución al objeto de incentivar el desarrollo de determinadas inversiones necesarias por seguridad de suministro, nuevas interconexiones, mejoras en la calidad de suministro, desarrollo de "smart grids", etc.

Por otra parte, dentro de todo marco retributivo, la definición de la **base regulatoria de activos (RAB)** es uno de los elementos claves para determinar la retribución regulada tanto de los activos presentes como

futuros. El RAB debe incluir todas las inversiones prudentemente incurridas y relacionadas con las obligaciones legales de las empresas reguladas. Una vez identificados los activos que forman parte del RAB, la siguiente cuestión es valorar dicho activo y determinar su amortización. Existen diversos métodos de valorar el RAB: valoración basada en costes históricos; valoración a coste de reposición; y valoración implícita del RAB. Asimismo, en algunos países se aplican fórmulas de actualización del RAB (por ejemplo, con la inflación). La actualización del RAB suaviza la curva de recuperación de las inversiones a lo largo de su vida útil, distribuyendo el coste de las infraestructuras hacia los consumidores de manera más uniforme. Tanto la decisión de utilizar un parámetro de actualización, como su valor, tiene implicaciones a su vez en la elección de una tasa de retribución real (RAB actualizado con la inflación) o nominal (RAB con base en datos históricos).

De acuerdo con el análisis de CEER, el método más empleado para valorar el RAB es el basado en costes históricos, seguido por el RAB actualizado. Solamente la mitad de los reguladores incluyen el capital circulante den-

**Figura 2. Coste real de los fondos propios en el año 2016/2017**



Nota: se asume un apalancamiento del 50% y una beta desapalancada obtenida aplicando la siguiente fórmula:  $\beta_L = \beta_U * [1 + D/E * (1 - t)]$ . Fuente: CEER Report on Investment Conditions in European Countries (C17-IRB-30-03). 11 diciembre 2017. Página 106.

<sup>4</sup> E.Dimson, P.Marsh, P. y M. Staunton, Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2016.

tro del RAB, y menos de la mitad incluyen las inversiones en curso. Finalmente, de forma prácticamente unánime, los activos cedidos por terceros no se incluyen en el RAB.

Por lo que se refiere a la **amortización**, ésta permite recuperar el coste de los activos de larga duración de manera escalonada durante la vida útil de los mismos, mediante una retribución anual por este concepto. De acuerdo con el informe de CEER, la mayoría de los reguladores energéticos europeos aplican una amortización lineal, con una cuota constante que se recupera cada año, tanto para los activos de gas como de electricidad. La vida útil regulatoria considerada oscila a nivel europeo en un rango entre los 30 y 50 años y, en general, se emplea la misma vida útil regulatoria para los activos de transporte y distribución. Por último, cabe señalar que la amortización se puede calcular con base en valores históricos, actualizados o una combinación de ambos, actuando los reguladores europeos de forma consistente con el criterio establecido para calcular el RAB.

Finalmente cabe destacar que para la mayoría de los reguladores energéticos europeos, el cálculo de los parámetros de la tasa de retribución financiera del transporte y la distribución se realiza en el año anterior al que comienza el periodo regulatorio. La casuística es similar tanto para el sector eléctrico como para el gasista. La **duración del periodo regulatorio** se sitúa, por lo general, entre los 3 y 5 años.

Por último, CEER advierte que, para poder interpretar las cifras recogidas en el informe,

se debe considerar el marco regulatorio de cada actividad y país en su conjunto, ya que al seleccionar los parámetros individualmente se puede obtener una imagen incompleta y distorsionada del marco retributivo. Sin embargo, esto no impide señalar que el informe proporciona información detallada sobre el marco regulatorio y las condiciones de inversión en cada país. A su vez el informe ofrece información útil sobre el atractivo general de las condiciones de inversión en los mercados energéticos europeos e identifica aquellas prácticas regulatorias más comúnmente aplicada en Europa, como es el caso de emplear el coste medio ponderado de los recursos propios y ajenos para calcular la tasa de retribución a aplicar a estas actividades reguladas.

### La tasa de retribución del transporte y distribución de electricidad y gas en España

El actual marco retributivo del transporte y distribución de energía eléctrica se establece en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y en el Real Decreto 1047/2013<sup>5</sup> para el transporte y el Real Decreto 1048/2013<sup>6</sup> para la distribución. De acuerdo con el artículo 14.4 y la Disposición adicional décima de la Ley 24/2013, la tasa de retribución del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de distribución y transporte de energía eléctrica para el primer periodo regulatorio, es la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013<sup>7</sup> (abril, mayo y junio de 2013) incrementada en 200 puntos bási-

cos (6,503%). Cabe señalar que esta tasa de retribución aplica sobre el valor neto de los activos en servicio a 31 de diciembre de 2014, valorados a coste de reposición. Adicionalmente esta tasa aplica a los activos puestos en servicio desde el 1 de enero de 2015 valorados como la semisuma del valor auditado y el valor calculado aplicando los valores unitarios de inversión vigentes.

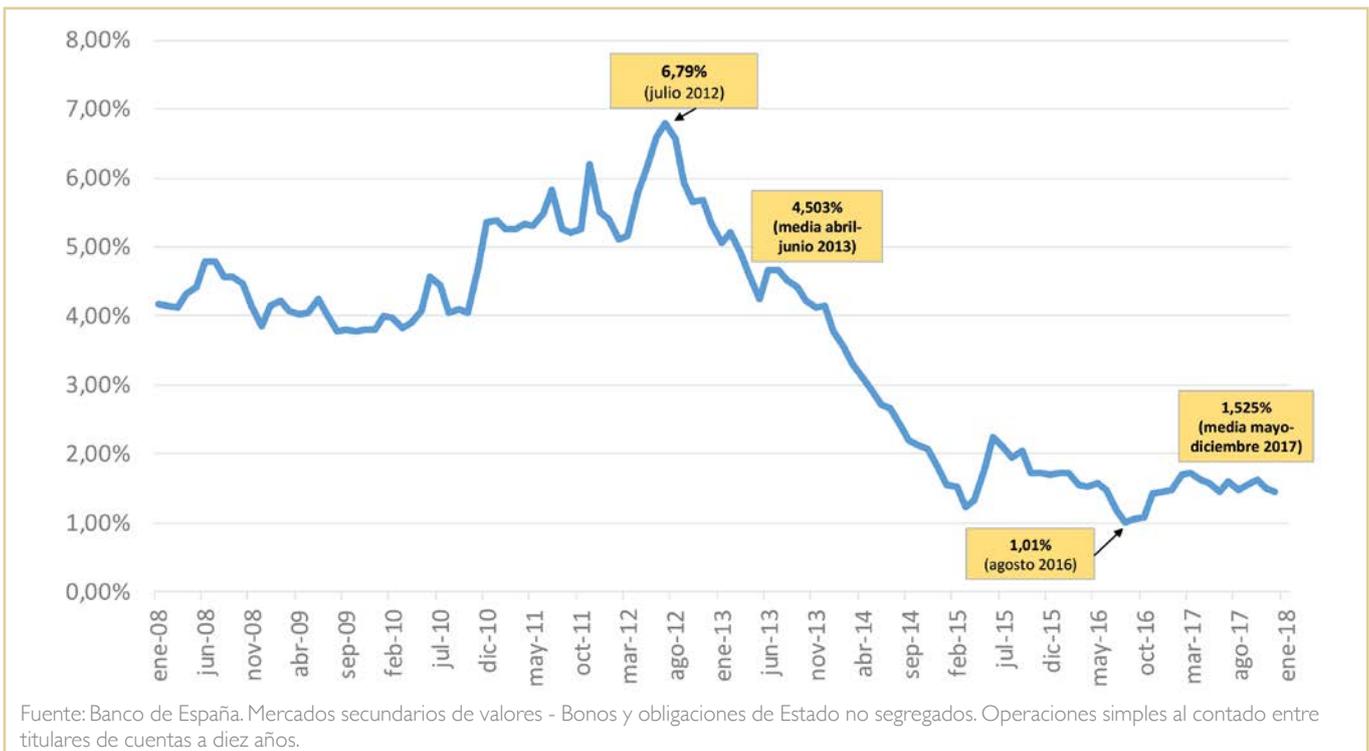
Para el sector eléctrico, el actual periodo regulatorio finaliza el 31 de diciembre de 2019. De cara al siguiente periodo regulatorio puede modificarse la tasa de retribución aplicable a estas actividades de acuerdo con lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013. En este sentido, el artículo 8 del Real Decreto 1047/2013 y de forma análoga el artículo 14 del Real Decreto 1048/2013 establecen que la tasa de retribución financiera del activo de transporte y distribución con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico se calculará como la media del rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio (es decir, desde mayo de 2017 hasta abril de 2019) incrementado en un diferencial.

La figura 3 (página siguiente) muestra la evolución del rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años desde 2008 hasta la actualidad. Como se observa en el gráfico, las cotizaciones de las Obligaciones del Estado a 10 años oscilaron entre el 4% y 5% durante el comienzo del periodo, alcanzando su máximo en 2012 con un 7,566%, y disminuyendo significativamente a partir de esa fecha hasta alcanzar el mínimo a finales de

<sup>5</sup> E.Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

<sup>6</sup> Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

<sup>7</sup> Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

**Figura 3. Tipo de interés de las obligaciones del Estado a 10 años, enero 2008-enero 2018**

septiembre de 2016 con un 0,878%. Para calcular la tasa de retribución aplicable al primer periodo regulatorio, se tomaron las cotizaciones de las obligaciones del Estado en los 3 meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, obteniendo un valor de 4,503%. Para el segundo periodo regulatorio se tomarán las cotizaciones a partir de mayo 2017 hasta abril 2019. Cabe señalar que desde mayo 2017 hasta finales de enero de 2018 éstas toman un valor medio de 1,528%, es decir, casi 300 puntos por debajo del valor considerado para el primer periodo regulatorio.

Visto el cambio significativo en el valor de las obligaciones del Estado a 10 años para el pe-

riodo de referencia, toma si cabe mayor relevante la metodología que se vaya a seguir para calcular el diferencial que se debe adicionar a la cotización de las obligaciones del Estado.

Respecto al sector gasista, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto-ley 8/2014<sup>8</sup> y en la Ley 18/2014<sup>9</sup>, la tasa de retribución de los activos de transporte, regasificación y almacenamiento básico con derecho a retribución a cargo del sistema gasista se obtiene a partir de la media del rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los 24 meses anteriores a la entrada en vigor del citado Real Decreto-ley incrementada

con un diferencial de 50 puntos básicos (5,09%). Cabe señalar que esta tasa aplica sobre el valor neto de la inversión y se complementa con una retribución por continuidad de suministro. El actual periodo regulatorio finaliza el 31 de diciembre de 2020. De cara al siguiente periodo regulatorio, la Ley 18/2014 establece que la tasa de retribución financiera estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Cabe señalar que tanto en el sector eléctrico como gasista, los periodos regulatorios tienen una duración de 6 años y la tasa de retribución no se puede modificar a lo largo del periodo regulatorio. ■

<sup>8</sup> Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

<sup>9</sup> Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

## Conclusión

Un marco retributivo bien diseñado, estable y predecible da las señales adecuadas para que se lleven a cabo las inversiones necesarias para desarrollar las infraestructuras que permitan disponer de mercados energéticos seguros, competitivos y sostenibles. La buena práctica regulatoria ayuda también a reducir los riesgos regulatorios y legales para los inversores y, por lo tanto, reduce el coste del capital. Dado que la retribución de la inversión se recupera a través de los peajes que pagan los consumidores, éstos son, en última instancia, los beneficiados de un marco retributivo basado en la mejor práctica regulatoria.

Tal y como se recoge en el recientemente publicado "*CEER Report on Investment Conditions in European Countries*", el criterio seguido por la práctica totalidad de los países de la Unión Europea para establecer la tasa de retribución financiera, se basa en el coste medio ponderado del capital (WACC).