

ACUERDO POR EL QUE SE APRUEBA LA PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS PARA EL SEGUNDO PERIODO REGULATORIO 2020-2025

Expediente: INF/DE/113/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 30 de octubre de 2018

En el ejercicio de la función consultiva establecida en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, *de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda aprobar la siguiente propuesta de metodología de cálculo del diferencial de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025 y remitirla al Ministerio para la Transición Ecológica.

1. Antecedentes y fundamentos jurídicos

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 14, apartado 4, sobre “Retribución de las actividades” establece que en la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio se podrá modificar el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo, que se fijará legalmente.

Por su parte, el artículo 15 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, indica que la tasa de retribución financiera aplicable a dicha actividad podrá modificarse antes del inicio de cada periodo regulatorio:

“1. Los periodos regulatorios serán consecutivos y tendrán una duración de seis años. Cada periodo regulatorio se dividirá en dos semiperiodos regulatorios de 3 años.

2. Se podrán realizar revisiones de los parámetros retributivos al finalizar cada periodo regulatorio y cada semiperiodo regulatorio según lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en los artículos 19 y 20 de este real decreto”.

En este sentido, el artículo 19 del Real Decreto 413/2014 define la forma de cálculo del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de esta actividad, el cual podrá modificarse antes del inicio de cada periodo regulatorio:

“1. El valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

Las revisiones del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable aplicarán en lo que reste de vida útil regulatoria de las instalaciones tipo.

2. Antes del 1 de enero del último año del periodo regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial señalado en el apartado anterior en el periodo regulatorio siguiente, de acuerdo con los criterios fijados en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Para fijar este valor, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que deberá emitirse antes del 1 de julio del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, así como contratar los servicios de una entidad especializada independiente”.

Finalmente, cabe señalar que, al contrario de lo establecido por los Reales Decretos 1047/2013 y 1048/2013 en el caso de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, el Real Decreto 413/2014 no añade ningún límite en lo que se refiere a la variación en valor absoluto entre dos años consecutivos de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Es decir, la variación entre dos años consecutivos puede superar 50 puntos básicos.

Con fecha 20 de junio de 2018, ha tenido entrada en el registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, escrito de la Secretaría

de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica, por el que le solicita a la CNMC la emisión del informe previsto en el artículo 19.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Atendiendo a la relevancia de este informe y a su impacto sectorial, y teniendo en cuenta las buenas prácticas regulatorias de someter a consultas públicas las iniciativas relacionadas con el ejercicio tarifario, en fecha 26 de julio de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria acordó autorizar la consulta pública de esta propuesta de metodología, con carácter previo a su aprobación.

Con fecha 27 de julio de 2018, dicha consulta pública se publicó en la página web de la CNMC, <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/consultas-publicas>, dando la posibilidad de remitir alegaciones hasta el 15 de septiembre de 2018.

Adicionalmente, en la misma fecha de 27 de julio de 2018, se puso en conocimiento de los miembros de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos la publicación de la consulta en la página web de la CNMC.

A este respecto, se recibieron 23 documentos de alegaciones en el plazo especificado, los cuales han sido analizados y sus consideraciones tenidas en cuenta en la elaboración de la versión final de esta metodología. Las alegaciones de carácter general que afectan también a la metodología de redes, han sido referenciadas y tenidas en consideración en el informe INF/DE/044/18.

- En el ámbito de las empresas del sector de la generación a partir de fuentes de energías renovables, se han recibido alegaciones de ENGIE España, ACCIONA ENERGÍA, S.A., ENDESA, S.A., EDP RENOVABLES ESPAÑA, S.L., GEMASOLAR 2006, S.A., SOLABEN ELECTRICIDAD DOS, S.A., SOLABEN ELECTRICIDAD TRES, S.A., TERMESOL -50, S.A. y VIESGO RENOVABLES, S.L.
- En el ámbito de las asociaciones empresariales, se han recibido alegaciones de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (PROTERMO SOLAR), la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (ANPIER) y la Asociación Unión Española Fotovoltaica (UNEF).
- Por su parte, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) ha manifestado no tener ningún comentario sobre el documento de consulta pública.

2. Objeto

El objeto del presente informe es proponer, con carácter general, una metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera (rentabilidad

razonable) de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Esta propuesta se basa en la metodología desarrollada en la “*Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/044/18). A este respecto, se consideran aplicables a este caso los principios básicos de la metodología propuesta para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, si bien, en la presente metodología, se han tenido en cuenta las especificidades y características de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Como se ha indicado anteriormente, el artículo 19 del Real Decreto 413/2014, establece que la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se debe calcular como la media del bono español a 10 años durante los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio, incrementada en un diferencial. Este diferencial se fijó en la Disposición adicional décima de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, sobre el promedio de las cotizaciones de las Obligaciones del Estado a 10 años de los meses de abril (4,59%), mayo (4,25%) y junio (4,67%) de 2013, en un valor de 300 puntos básicos, sin referencia a ninguna metodología de cálculo. Así, la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable), quedó fijada en el 7,503% para el actual periodo regulatorio, que termina el 31 de diciembre de 2019.

En lo que se refiere a las instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de acuerdo con la Disposición adicional segunda del Real Decreto 413/2014: “*Para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo que agrupan a las instalaciones previstas en esta disposición, será de aplicación lo previsto en el anexo XIII, girando la rentabilidad, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de las revisiones en cada periodo regulatorio previstas en el artículo 19*”, obteniéndose una tasa de retribución financiera del 7,389% para estas instalaciones.

La presente metodología permite calcular un valor numérico del diferencial de la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable) de esta actividad para el segundo periodo regulatorio, comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025, con datos a 31 de diciembre de 2017, sobre la base de las cotizaciones de referencia de los bonos del estado a 10 años establecidas en el artículo 19 del Real Decreto 413/2014. El valor propuesto se considera aplicable tanto para las instalaciones anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013 (que actualmente se retribuyen con un 7,389%) como para

las posteriores (para las que actualmente resulta de aplicación el valor del 7,503%).

3. Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable) de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

Conforme al marco retributivo en vigor, es necesario tener en cuenta lo siguiente:

- La tasa de retribución financiera se establece al inicio del periodo regulatorio y es fija durante los 6 años que dura el mismo, no permitiendo la regulación vigente que se realicen actualizaciones de la misma a lo largo del periodo.
- Dicha tasa debe ser igual para todas las instalaciones tipo, independientemente de cuál sea la tecnología de producción de energía eléctrica.

Aunque la presente metodología permite calcular un diferencial sobre la base de las cotizaciones de referencia de los bonos del estado a 10 años establecidas en el artículo 19 del Real Decreto 413/2014, sirve igualmente para el cálculo de una tasa de retribución financiera, sin tener en cuenta unas cotizaciones de referencia.

Como se ha mencionado anteriormente, la presente propuesta de metodología calcula la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable) en base al coste medio ponderado de los recursos propios y ajenos (WACC), de forma coherente con la propuesta desarrollada por esta Comisión para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

En este sentido, se considera que los principios básicos de la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica son también aplicables al caso de la actividad de generación renovable, en cuanto al periodo de estudio empleado para tomar las observaciones necesarias en el cálculo de los distintos parámetros que intervienen en la fórmula del WACC, la frecuencia de las observaciones, el horizonte relevante de los distintos instrumentos, la tasa impositiva a considerar, así como los métodos de cálculo del ratio óptimo de apalancamiento, la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo de mercado.

Sin embargo, debido a las especificidades que caracterizan a la actividad de generación renovable, así como a las empresas que desarrollan esta actividad, es necesario realizar una serie de adaptaciones con respecto a la metodología propuesta para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, concretamente, en lo que se refiere a la selección de comparadores, el cálculo del coeficiente beta y el cómputo del coste de la deuda.

Como en el caso de la metodología de cálculo propuesta para las actividades de transporte y distribución eléctrica, la mayor parte de la información histórica de mercado necesaria para la metodología propuesta, se obtiene a partir de la base de datos de información económico-financiera Bloomberg.

3.1 Selección del grupo de comparadores

Como se indica en la *“Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”* (INF/DE/044/18), la estimación de determinados parámetros necesarios para el cálculo del WACC se realiza mediante el empleo de un grupo de empresas que puedan considerarse como comparadores válidos de las empresas que realizan la actividad cuya tasa de retribución financiera se pretende calcular.

Por ello, mientras que, en dicho informe relativo a las actividades de redes, se seleccionaban empresas que realizaran las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural en Europa, en este caso, es necesario seleccionar como comparadores, empresas europeas que realizan la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en el sentido de que tengan un perfil de riesgo sistemático semejante.

La utilización de un grupo de comparadores se hace necesaria para minimizar el error de análisis en el cálculo de la tasa de retribución financiera, puesto que la metodología usa valores de mercado y, sin embargo, no todas las empresas que ejercen la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos en España son empresas cotizadas.

En cuanto al número óptimo de empresas a incluir en el grupo de comparadores, se debe buscar un compromiso entre la conveniencia de disponer del mayor número de sociedades comparables (con el objeto de minimizar el error de estimación) y el riesgo de sesgar la muestra por la inclusión de comparadores inadecuados.

Así, resulta necesario definir criterios específicos sobre las características de las empresas que pueden considerarse representativas del sector de la generación renovable. Los criterios generales que se proponen en esta metodología para la selección de las empresas a incluir en el grupo de comparadores son las siguientes:

- Aunque la mejor aproximación sería utilizar como comparadores empresas que realicen exclusivamente la actividad de generación renovable (comparadores “puros”), esto conllevaría la utilización de un número muy reducido de comparadores, por lo que se seleccionarán adicionalmente,

sociedades cotizadas que consoliden un grupo de sociedades que realice diversas actividades, pero para el cual la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos suponga un porcentaje significativo de sus ingresos (superior al 15%). Se excluyen, por tanto, las sociedades que se dedican a la fabricación y comercialización de infraestructuras y componentes relacionados con la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, salvo en el caso de que también posean un porcentaje significativo de ingresos procedentes de la actividad de generación renovable, ya que se considera que el perfil de riesgo de este tipo de empresas no es comparable al de las empresas que operan dichas instalaciones, por tratarse de actividades completamente diferentes. Adicionalmente, se considera necesario incluir en el listado de comparadores a las empresas españolas más relevantes en el sector de la generación renovable, aunque no cumplan con el criterio de poseer más de un 15% de sus ingresos procedentes de dicha actividad.

- Puesto que el actual marco regulatorio no reconoce ninguna diferencia entre la tasa de retorno de las pequeñas y grandes empresas, se tratará de incluir ambos tipos de sociedades en el grupo de comparadores, si bien es necesario tomar empresas cotizadas en mercados líquidos y con un volumen suficiente de negociación.
- En cuanto a la región relevante, al igual que se ha propuesto para las actividades de redes, se tomarán países de Europa Occidental, con los que la economía española comparte muchas similitudes. Si se hubieran considerado únicamente comparadores españoles se habría obtenido un número muy reducido de los mismos. Al igual que en el documento de redes, se seleccionan los países con un tamaño relevante (excluyendo aquellos con una superficie inferior a 20.000 km²), ya que las inversiones en el sistema eléctrico están influidas por el área total del país en el que se realizan. Se excluye Suiza, por no ser miembro de la Unión Europea y porque su marco regulatorio es diferente al español, mientras que se incluye a Noruega, a pesar de no ser miembro de la UE, ya que este país sigue las directivas europeas en materia energética.
- Aquellas empresas pertenecientes a países cuya situación económica difiere significativamente de la de España no deben tenerse en cuenta en el grupo de comparadores. Así, se consideran excluidas sociedades que pertenezcan a países con calificaciones crediticias inferiores a BB-/Ba3¹.
- Finalmente, la disponibilidad de datos de mercado asociados a las distintas empresas también puede suponer una restricción a la hora de elegir el grupo de comparadores. Por tanto, las sociedades que no dispongan de suficiente información de mercado deberán ser excluidas del mismo. Este criterio obliga

¹ El Cuadro 1 recoge el rating otorgado en diciembre de 2017 por las principales agencias de calificación crediticia a los países correspondientes al listado inicial de empresas obtenidas a partir de los índices considerados y Bloomberg.

a descartar a pequeñas empresas que, si bien son representativas de la actividad de renovables en España, no disponen de datos de mercados relevantes que puedan ser utilizados en los cálculos.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, por razones de transparencia y replicabilidad, es recomendable elegir empresas pertenecientes a un índice. En este sentido, el informe Diacore² (2016) incluye un listado de empresas del sector de las energías renovables, obtenido a partir de 6 índices representativos de este sector. Estos índices son RENIXX World, ALTEX Global, Ardour Global Alternative Energy Index SM, DAXglobal Alternative Energy Index, Italian Renewable Energy Index e ISE Global Wind Energy.

En la presente metodología, se han analizado tanto las empresas incluidas en el informe Diacore, como el resto de empresas perteneciente a los citados índices, para su posible inclusión en el listado de comparadores, teniéndose en cuenta que, del conjunto de empresas obtenido, se deben tomar únicamente aquellas que cumplen con los criterios definidos anteriormente.

Adicionalmente, se propone la realización de una búsqueda en Bloomberg de empresas de Europa Occidental que ejercen la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en países con un tamaño relevante en la UE y en Noruega, en línea también con los criterios mencionados anteriormente. Con esta búsqueda, se obtiene otro listado de empresas, que en algunos casos coincidirán con las obtenidas a partir del informe Diacore y de los índices anteriormente mencionados.

Del conjunto de empresas identificadas a través del informe Diacore, los 6 índices de empresas del sector de las energías renovables y la búsqueda definida en Bloomberg, se deben descartar a continuación aquellas que pertenezcan a países con calificaciones crediticias inferiores a BB-/Ba3, según la escala considerada.

Posteriormente, del listado provisional de empresas, deberá comprobarse si las compañías seleccionadas disponen de suficiente información de mercado para poder ser empleadas en el cálculo de los distintos parámetros del WACC que requieren el uso de comparadores, y descartarse aquellas que no cumplan con este requisito.

Como resultado, se dispondrá así de un listado final de comparadores que será el empleado para el cálculo del coeficiente beta, el ratio de apalancamiento óptimo y el coste de la deuda.

² *"The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies"*. Diacore, 2016.

Aparte del cálculo de la tasa de retribución financiera utilizando todos los comparadores seleccionados, se realizará asimismo un análisis basado en un subgrupo de comparadores denominados “puros”, correspondiente a las empresas para las que la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos suponga un porcentaje igual o superior al 95% de sus ingresos. El propósito de este análisis adicional es obtener el valor de la tasa de retribución financiera a partir de un grupo más homogéneo de empresas.

3.2 Cálculo del coste de los fondos propios

En general, el cálculo del coste de los fondos propios sigue los mismos principios empleados en la *“Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”* (INF/DE/044/18), en lo que se refiere a la determinación de las betas apalancadas y desapalancadas de cada empresa, así como de la beta desapalancada y reapalancada de la actividad.

No obstante, la especificidad del sector de generación renovable y, en particular, de las sociedades que operan en el mismo, hacen necesario que se realice una modificación en el test de liquidez que se emplea para eliminar el sesgo a la baja que puede producirse en el coste de los fondos propios, como consecuencia de la consideración de activos que muestran poca liquidez en el mercado. Por este motivo, la metodología introduce la realización de un test, de forma que únicamente se tengan en cuenta los valores de las betas correspondientes a empresas que presenten un nivel mínimo de liquidez en el mercado.

A este respecto, en la *“Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”* (INF/DE/044/18), se descartaban los valores del coeficiente beta de aquellos comparadores cuya media de sus diferenciales diarios de compra-venta, o *bid-ask spread*, correspondiente a los últimos seis años, fuera superior a un 1%.

En este sentido, hay que tener en cuenta que la mayoría de las empresas dedicadas a las actividades de transporte y distribución de electricidad y gas natural son empresas consolidadas, con un elevado número de años de operación en el sector. Por el contrario, muchas de las sociedades que se dedican a la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, son empresas de reciente creación, sin un amplio historial de cotización en el mercado, con lo que suelen presentar bajos niveles de liquidez durante los primeros años tras su creación, mejorando significativamente éstos a medida que pasa el tiempo.

De esta forma, la consideración de un periodo de 6 años en el cálculo del test de liquidez penalizaría considerablemente a la mayor parte de empresas de generación renovable, con lo que resulta más apropiado en este caso emplear

un periodo de análisis más corto y reciente para evaluar el nivel de liquidez actual de este tipo de sociedades. Así, se descartarán los valores del coeficiente beta de aquellos comparadores cuya media de sus diferenciales diarios de compra-venta, o *bid-ask spread*, correspondiente al último año, sea superior a un 1%.

Por otro lado, en lo que se refiere a la determinación del coste de los fondos propios, se va a realizar un cálculo adicional a modo de comprobación del resultado obtenido, basado en la aplicación del *Dividend Growth Model (DGM)* a un grupo de YieldCos. Se denominan YieldCos a sociedades, normalmente filiales de una matriz, que cotizan en bolsa y que poseen activos operativos (en el caso que nos ocupa, activos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables ya en operación) que producen flujos de caja predecibles, al no estar expuestos a riesgos tales como el de construcción, de retraso o de desarrollo tecnológico, entre otros. De esta forma, este tipo de sociedades atrae a inversores que buscan ingresos relativamente estables a través del reparto de dividendos.

Debido a su bajo nivel de riesgo, su coste de fondos propios será inferior al de otras empresas de generación renovable que sí estén expuestas a los mencionados tipos de riesgos, por lo que puede considerarse como un suelo del coste de los fondos propios correspondiente a la actividad de generación renovable. Para la realización de este análisis, se tomarán las empresas del índice Global X Yieldco Index ETF que cumplan con los criterios establecidos en el apartado 3.1 para la selección del grupo de comparadores.

El cómputo del coste de los fondos propios del grupo de YieldCos seleccionado se realizará mediante la aplicación del método de descuento de dividendos o *Dividend Growth Model*, puesto que una de las principales características de este tipo de sociedades es su elevado nivel de reparto de dividendos y la estabilidad del mismo. La ecuación que se utiliza para el cálculo de los fondos propios mediante el DGM es la siguiente:

$$R_{FP} = \frac{DIV_0 * (1 + g)}{P_0} + g$$

Donde:

R_{FP} : Coste de los fondos propios

DIV_0 : Importe del último dividendo anualizado (€/acción)

g : Tasa esperada de crecimiento de los dividendos

P_0 : Precio de la acción anterior a la fecha de reparto del último dividendo (€/acción)

Para la realización del cálculo, se tomará la hipótesis de que la tasa esperada de crecimiento de los dividendos será del 0%. Se considerará asimismo el importe

y la fecha del último reparto de dividendos que haya tenido lugar antes de la fecha de cierre de datos (31 de diciembre de 2017).

3.3 Cálculo del coste de la deuda

Como se indica en el apartado 6.5 de la “*Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/044/18), esta metodología también propone la estimación del coste de la deuda como la suma de un tipo de interés de referencia más un diferencial.

Así, el cálculo del coste de la deuda sigue en general los mismos principios empleados en la citada propuesta (INF/DE/044/18). No obstante, dado que los datos disponibles de empresas de renovables son más escasos que los datos de empresas de redes, no se ha realizado el promedio de los datos de la deuda año a año, sino que se ha realizado directamente el promedio de los 6 años considerados. Por lo tanto, el coste de financiación de cada sociedad se estima como la suma de la media de las cotizaciones diarias de los últimos 6 años de los IRS a 10 años y la media de los últimos 6 de años de la cotización diaria de los CDS a 10 años correspondientes a cada empresa. En el caso de las empresas incluidas como comparadores para las que no se disponga de CDS, directamente o a través de sociedades de su grupo, se utiliza el promedio de las TIR de las emisiones como representativo del coste de la deuda de la sociedad.

En la metodología desarrollada para el cálculo de la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, para las sociedades que no tenían CDS a 10 años cotizados, se tomaban las emisiones de deuda efectuadas en euros, con fecha de emisión incluida en los 6 años anteriores a la fecha de cálculo, y vencimiento de 8 a 12 años desde la fecha de emisión.

Sin embargo, las emisiones de deuda que realizan las empresas que operan en este sector suelen ser a corto o a muy largo plazo, con lo que es difícil encontrar emisiones con vencimiento de 8 a 12 años.

De este modo, considerándose las especificidades de las empresas de generación renovable, en el caso de que el diferencial se calcule como el promedio de las TIR de las emisiones de una sociedad, se tomarán emisiones de deuda efectuadas en euros y con fecha de emisión incluida en los 6 años anteriores a la fecha de cálculo, pero con vencimiento de 5 a 15 años desde la fecha de emisión.

3.4 Riesgos adicionales

Adicionalmente, es necesario tener en cuenta que la tasa de retribución financiera depende del WACC, pero no tiene por qué coincidir con el mismo. El

WACC proporciona una estimación del coste promedio de los proveedores de capital, que en aplicación de esta metodología se calcula a partir de un conjunto de empresas comparables europeas, mientras que la tasa de retribución es un componente regulado que puede reflejar adicionalmente otras consideraciones, relacionadas con la composición y actualización del RAB, u otros costes o ingresos asociados al ejercicio de la actividad en cuestión, que puede no tener en cuenta el propio WACC.

En este sentido, las características del marco retributivo específico aplicable a la actividad de generación renovable, así como las especificidades de esta actividad, permiten argumentar que las sociedades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables estén sujetas a una serie de riesgos adicionales que no son soportados no obstante por las empresas que realizan actividades de transporte y distribución de energía eléctrica o gas natural.

Uno de estos riesgos no está totalmente recogido en el cálculo del WACC obtenido mediante un conjunto de comparadores a nivel europeo, por lo que se propone considerar adicionalmente un diferencial que lo contemple en la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En el apartado 5 del presente informe, se describe la naturaleza de este riesgo adicional y se realiza una cuantificación del mismo de cara al cálculo de la tasa de retribución financiera para esta actividad, correspondiente al segundo periodo regulatorio.

4. Aplicación numérica de la propuesta de metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable) de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, correspondiente al segundo periodo regulatorio

Conforme a lo establecido en el Real Decreto 413/2014, la tasa de retribución financiera aplicable en el periodo regulatorio 2020-2025 a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se debe calcular como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años de los 24 meses previos al mes de mayo de 2019, incrementada en un diferencial.

En el presente apartado, se propone un valor numérico para la tasa de retribución financiera, resultante de la aplicación de la metodología descrita en el apartado 3. Para ello, se ha tomado como fecha de cierre para la consideración de los datos el día 31 de diciembre de 2017.

4.1 Selección del grupo de comparadores

De acuerdo con los criterios especificados en el apartado 3.1, se obtiene en primer lugar el listado de empresas incluidas en el informe de Diacore, compuesto por las 52 empresas que se muestran en el Cuadro 1, en el que también se especifica el país al que pertenece cada una de ellas.

De dicho listado, se excluyen (en azul) aquellas empresas que se dedican exclusivamente a la fabricación y comercialización de infraestructuras y componentes relacionados con la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, aquellas para las que la actividad de generación renovable no supone un porcentaje suficientemente representativo de sus ingresos (superior al 15%), las que no pertenecen a la región relevante definida en el apartado 3.1, así como aquellas sociedades para las que no se dispone de suficiente información de mercado en Bloomberg.

Cuadro 1. Listado de empresas incluidas en el informe Diacore

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: Elaboración propia a partir del informe Diacore, 2016 (“*The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies*”).

Por otro lado, se realiza una búsqueda de Bloomberg de empresas de Europa Occidental que ejercen actividades de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, en países con un tamaño relevante en la UE y en Noruega, conforme a los criterios indicados en el apartado 3.1.

EQS: Equity Screening function

> Sectors → Utilities → Power Generation

> *Product Segments:* Utilities → Power Generation → Renewable Energy Generatio

> *Latest FY Product Segment Revenue Percent:* Greater than or equal to 0.1

> *Country of domicile:* Western Europe (except: Andorra, Cyprus, Faeroe Island, Gibraltar, Guernsey, Isle of Man, Jersey, Liechtenstein, Luxembourg, Malta, Monaco, Reunion, San Marino, Svalbard and Jan Mayen Islands, Switzerland).

A partir de dicha búsqueda, se obtiene el listado de 26 empresas mostrado en el Cuadro 2, habiéndose marcado en color azul aquellas que no cumplen con alguno de los requisitos establecidos en el apartado 3.1. Cabe destacar que algunas de las empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg también aparecen incluidas en el informe Diacore.

Cuadro 2. Listado de empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg

Nombre	País	¿Elegida comparador?	Motivo exclusión
Capital Stage (Encavis)	Alemania	Sí	
E.On	Alemania	Sí	
Sonne + Wind Beteiligungen	Alemania	No	Generación renovable inexistente o poco representativa
Verbund	Austria	Sí	
Atlantica Yield	España	Sí	
Audax Renovables	España	Sí	
EDP Renovaveis	España	Sí	
Iberdrola	España	Sí	
Fortum	Finlandia	Sí	
Albioma	Francia	Sí	
Futuren	Francia	Sí	
Velcan	Francia	No	Gran porcentaje de actividad fuera de Europa
Volitalia	Francia	No	Datos insuficientes y gran porcentaje de actividad fuera de Europa
AZA	Italia	No	Generación renovable inexistente o poco representativa
Acea	Italia	No	Generación renovable inexistente o poco representativa
Alerion	Italia	Sí	
ERG	Italia	Sí	
Falck Renewables	Italia	Sí	
Iniziative Bresciane	Italia	Sí	
K.R. Energy	Italia	No	Generación renovable inexistente o poco representativa
Arendals Fossekompagni	Noruega	No	Datos insuficientes
Drax Group	Reino Unido	Sí	
Good Energy Group	Reino Unido	No	Generación renovable inexistente o poco representativa
SSE	Reino Unido	No	Generación renovable inexistente o poco representativa
Vivopower International	Reino Unido	No	Gran porcentaje de actividad fuera de Europa y poca generación renovable
Arise	Suecia	Sí	

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

Adicionalmente, se ha realizado una búsqueda de las empresas incluidas en los 6 índices mencionados en el informe Diacore, por ser representativos del sector de las energías renovables. Estos índices son RENIXX World, ALTEX Global, Ardour Global Alternative Energy Index SM, DAXglobal Alternative Energy Index, Italian Renewable Energy Index e ISE Global Wind Energy. Teniendo en cuenta los criterios definidos en el apartado 3.1, se incluyen adicionalmente en el listado provisional de comparadores, las sociedades que se muestran en el Cuadro 3, a partir de la información extraída en los índices anteriores.

Cuadro 3. Listado de empresas adicionales extraídas de los índices mencionados en el informe Diacore

Nombre	País	RENIXX	Italian Index	ISE
Orsted	Dinamarca	X		X
Acciona	España			X
Energy Lab	Italia		X	
Frendy Energy	Italia		X	

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, como se ha explicado anteriormente, se considera pertinente incluir a las empresas españolas más relevantes en el sector de la generación renovable, aunque no cumplan con el criterio de poseer más de un 15% de sus ingresos procedentes de dicha actividad. Así, se han añadido en el listado de comparadores las sociedades ENDESA, IBERDROLA y GAS NATURAL SDG, que son los principales productores de energía eólica en España (Cuadro 4).

Cuadro 4. Listado de empresas españolas incluidas en el grupo de comparadores

Nombre	País
Endesa	España
Gas Natural SDG	España
Iberdrola	España

Fuente: Elaboración propia

Como se indicó en el apartado 3.1, se descartan del listado de comparadores las empresas que pertenecen a países con un rating inferior a BB-/Ba3, según la agencia de calificación considerada. En este sentido, como se muestra en el Cuadro 5, Grecia es el único país, entre los correspondientes a las empresas identificadas inicialmente, que no cumple, a 31 de diciembre de 2017, con este requisito de rating.

Cuadro 5. Rating otorgado en diciembre de 2017 por las principales agencias de calificación crediticia a los países correspondientes al listado de empresas obtenidas

País	S&P	Moody's	Fitch
Alemania	AAAu	Aaa	AAA
Austria	AA+	Aa1	AA+
Dinamarca	AAA	Aaa	AAA
España	BBB+	Baa2	BBB+
Finlandia	AA+	Aa1	AA+
Francia	AAu	Aa2	AA
Grecia	B	B3	B
Holanda	AAAu	Aaa	AAA
Italia	BBBu	Baa2	BBB
Noruega	AAA	Aaa	AAA
Portugal	BBB-u	Ba1	BBB
Reino Unido	AAu	Aa2	AA
Suecia	AAA	Aaa	AAA

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

En consecuencia, el listado final de comparadores seleccionado consta de un total de 24 empresas procedentes de 7 países (ver Cuadro 6). Dentro del listado están representadas 7 sociedades españolas, 4 de ellas con un porcentaje significativo de sus ingresos procedentes de la actividad de generación renovable, y las otras 3, sociedades matrices de los grupos ENDESA, IBERDROLA y GAS NATURAL que, si bien realizan adicionalmente otro tipo de actividades reguladas y liberalizadas, tienen un papel muy relevante en el sector de la generación renovable en España.

Cuadro 6. Listado final de comparadores seleccionados

Nombre	Búsqueda Bloomberg	Informe Diacore	RENIXX	Altex	Ardour	DAX	Italian Index	ISE	País
7c Solarparken		X							Alemania
Capital Stage (Encavis)	X	X	X						Alemania
Energiekontor		X			X				Alemania
Athena Investment		X							Dinamarca
Orsted			X					X	Dinamarca
Acciona								X	España
Audax Renovables	X	X							España
EDP Renovaveis	X	X	X		X	X			España
Endesa								X	España
Gas Natural SDG									España
Iberdrola	X	X		X		X		X	España
Solaria Energía		X			X				España
Albioma	X		X						Francia
Futuren	X	X			X				Francia
Alerion	X	X					X		Italia
Enel Green Power		X							Italia
Energy Lab							X		Italia
ERG	X								Italia
ErgyCapital		X					X		Italia
Falck Renewables	X	X			X		X		Italia
Frendy Energy							X		Italia
Iniziative Bresciane	X						X		Italia
Drax group	X								Reino Unido
Arise	X	X							Suecia

Fuente: Elaboración propia

Seleccionando del listado anterior aquellas empresas para las que la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables suponga un porcentaje igual o superior al 95% de sus ingresos, se obtienen las 13 empresas que se considerarían comparadores puros (cuadro 7).

Cuadro 7. Listado de comparadores puros seleccionados

Nombre	País
7c Solarparken	Alemania
Athena Investment	Dinamarca
Audax Renovables	España
EDP Renovaveis	España
Solaria Energía	España
Albioma	Francia
Alerion	Italia
Enel Green Power	Italia
ErgyCapital	Italia
Falck Renewables	Italia
Frendy Energy	Italia
Iniziativa Bresciane	Italia
Arise	Suecia

Fuente: Elaboración propia

Todos los cálculos a realizar para la determinación de los distintos parámetros del WACC se realizarán empleando la información correspondiente tanto al grupo de todos los comparadores, como al de los comparadores puros.

4.2 Cálculo del ratio de apalancamiento óptimo

Conforme a lo indicado en el apartado 6.3.1 de la “Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025” (INF/DE/044/18), el ratio de apalancamiento óptimo se selecciona a partir de los resultados obtenidos conforme a dos alternativas de cálculo.

Así, en primer lugar, se calcula el ratio de apalancamiento de cada empresa perteneciente al grupo de comparadores seleccionados. Para ello, se computa la deuda neta de cada empresa como el promedio entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017 de la deuda a largo y corto plazo de cada sociedad (“SHORT_AND_LONG_TERM_DEBT”), de la que se deduce el valor medio en el mismo periodo de su importe de efectivo y otros activos líquidos equivalentes (“BS_CASH_NEAR_CASH_ITEM”), a partir de datos obtenidos de Bloomberg. En cuanto a los fondos propios, se toma el promedio de los valores diarios de Bloomberg de la capitalización bursátil de cada sociedad, entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017 (“HISTORICAL_MARKET_CAP”).

Para realizar el cálculo del ratio de apalancamiento según la primera de las alternativas, la cual proporciona el mismo peso a todas las empresas, se descarta el ratio correspondiente a la sociedad DRAX GROUP, por situarse fuera de dos desviaciones estándar con respecto a la media, cuando se emplean todos los comparadores, mientras que no se descarta ninguna empresa por este motivo, en el caso del cálculo efectuado empleando únicamente comparadores puros. A continuación, se calcula el promedio de los ratios de apalancamiento de los comparadores restantes.

Cuadro 8. Listado de datos empleados para el cálculo del apalancamiento empleando todos los comparadores seleccionados

Nombre	(FP) Capitalización bursátil (M€)	Deuda CP y LP (M€)	Tesorería (M€)	(D) Deuda Neta (M€)	Ratio de apalancamiento D/(FP+D)
7c Solarparken	48,50	127,39	16,86	110,52	70%
Capital Stage (Encavis)	473,85	786,55	105,27	681,28	59%
Energiekontor	134,26	250,15	78,60	171,55	56%
Athena Investment	98,50	176,11	29,77	146,34	60%
Orsted	16.064,68	5.257,39	509,57	4.747,82	23%
Acciona	3.471,35	7.850,93	1.321,42	6.529,52	65%
Audax Renovables	63,58	176,40	17,21	159,19	71%
EDP Renovaveis	4.685,62	3.914,38	413,24	3.501,14	43%
Endesa	20.380,89	7.630,89	1.506,65	6.124,24	23%
Gas Natural SDG	17.501,18	19.277,95	3.506,56	15.771,39	47%
Iberdrola	33.338,85	30.886,32	1.960,02	28.926,31	46%
Solaria Energía	91,79	131,48	12,70	118,78	56%
Albioma	443,66	575,17	70,97	504,20	53%
Futuren	119,86	332,50	59,22	273,28	70%
Alerion	132,48	266,50	37,36	229,15	63%
Enel Green Power	8.666,44	6.863,19	376,94	6.486,26	43%
Energy Lab	16,54	11,31	1,03	10,28	38%
ERG	1.428,08	1.914,35	750,63	1.163,72	45%
ErgyCapital	17,41	69,02	2,97	66,05	79%
Falck Renewables	306,24	822,89	176,37	646,52	68%
Frendy Energy	35,99	11,47	4,81	6,66	16%
Iniziativa Bresciane	78,25	45,38	1,01	44,36	36%
Drax group	2.315,44	313,34	309,12	4,22	0%
Arise	78,74	158,16	24,86	133,29	63%
TOTAL	109.992,14	87.849,22	11.293,16	76.556,06	52%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg para el período 2012-2017.

Cuadro 9. Listado de datos empleados para el cálculo del apalancamiento empleando únicamente comparadores puros

Nombre	(FP) Capitalización bursátil (M€)	(D) Deuda Neta (M€)	Ratio de apalancamiento D/(FP+D)
7c Solarparken	48,5	110,5	70%
Athena Investment	98,5	146,3	60%
Audax Renovables	63,6	159,2	71%
EDP Renovaveis	4685,6	3501,1	43%
Solaria Energía	91,8	118,8	56%
Albioma	443,7	504,2	53%
Alerion	132,5	229,1	63%
Enel Green Power	8666,4	6486,3	43%
ErgyCapital	17,4	66,1	79%
Falck Renewables	306,2	646,5	68%
Frendy Energy	36,0	6,7	16%
Iniziativa Bresciane	78,2	44,4	36%
Arise	78,7	133,3	63%
TOTAL	14.747,19	12.152,47	55%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg para el período 2012-2017.

Por su parte, para el cálculo del ratio de apalancamiento según la segunda alternativa, la cual otorga un peso superior a las grandes empresas en el resultado final, se divide el sumatorio de las deudas netas de todas las empresas entre el sumatorio, para todos los comparadores, de la suma de la deuda neta y la capitalización de mercado de cada una de ellas.

En el cuadro 10, se muestran los valores obtenidos para el ratio de apalancamiento a través de las dos alternativas de cálculo, tanto para el caso en el que se emplean todos los comparadores, como cuando únicamente se utilizan comparadores puros.

Cuadro 10. Valores obtenidos para el ratio de apalancamiento mediante las dos alternativas de cálculo, tanto para todos los comparadores como empleando únicamente comparadores puros

	(FP) Capitalización bursátil (M€)	(D) Deuda Neta (M€)	Ratio de apalancamiento (alternativa 1)	Ratio de apalancamiento (alternativa 2)
Todos los comparadores	109.992,14	76.556,06	52%	41%
Comparadores puros	14.747,19	12.152,47	55%	45%

Fuente: Elaboración propia

Se observa que la diferencia de los resultados obtenidos entre un método y otro oscila entre el 41% y el 55%.

En el caso de las actividades de transporte y distribución, en la “*Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/044/18) se obtuvieron resultados que oscilan entre el 41% y el 49%, optando por un ratio de apalancamiento óptimo del 50%.

Se considera que no existen razones que justifiquen un apalancamiento óptimo distinto para el sector de renovables, que para las actividades de transporte y distribución, por lo que se ha optado por seleccionar un ratio de apalancamiento óptimo del 50% también para renovables, valor que se encuentra dentro del rango de resultados obtenidos.

4.3 Tasa impositiva considerada

Tal y como se indica en el apartado 6.3.2 de la “*Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/044/18), se consideran para el cálculo del WACC, las tasas estatutarias totales para cada país publicadas por la OCDE en su página web. Puesto que, de cara a la aplicación de la propuesta de metodología, se ha tomado como fecha de cierre para la consideración de los datos el 31 de diciembre de 2017, se han tenido en cuenta las tasas estatutarias correspondientes a dicho año.

Así, en el Cuadro 11, se incluyen las tasas estatutarias totales para el año 2017 de los países europeos a los que pertenecen los 24 comparadores seleccionados en el apartado 4.1. La tasa impositiva estatutaria de España en 2017 es del 25,0%.

Cuadro 11. Tasa impositiva estatutaria por país en el año 2017 de los países a los que pertenecen los comparadores seleccionados

País	Tasa Impositiva Estatutaria Total (2017)
Alemania	30,18%
Dinamarca	22,00%
España	25,00%
Francia	34,43%
Italia	27,81%
Reino Unido	19,00%
Suecia	22,00%

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos publicados en la web de la OCDE.

4.4 Cálculo del coste de los fondos propios

Según la metodología propuesta en el apartado 6.4 de la “*Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/044/18), para el cálculo del coste de los fondos propios se emplea el *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), por ser el método más ampliamente utilizado, tanto en el ámbito financiero como a nivel regulatorio europeo.

A continuación, se explica detalladamente cómo se ha efectuado el cálculo de cada uno de los parámetros incluidos en la fórmula del CAPM, esto es, la tasa libre de riesgo, el coeficiente beta y la prima de riesgo de mercado.

4.4.1 Cálculo de la tasa libre de riesgo

Conforme al periodo de estudio seleccionado y el horizonte relevante considerado, se ha calculado la tasa libre de riesgo como la media de las cotizaciones diarias (*mid yield to maturity*) del Bono del Estado español a 10 años, obtenidas de Bloomberg, para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017, obteniéndose un valor del 2,97%.

4.4.2 Cálculo del coeficiente β

En primer lugar, la beta apalancada de cada empresa incluida en el grupo de comparadores seleccionado se ha obtenido de Bloomberg (“*BETA_RAW_OVERRIDABLE*”), empleando como fecha de inicio el 1 de enero de 2012, y fecha de fin del periodo, el 31 de diciembre de 2017. De esta manera, se calcula una sola beta para cada empresa, a partir de una regresión lineal de las observaciones históricas semanales hasta el último día del periodo.

A continuación, las betas apalancadas de las empresas se desapalancan utilizando la fórmula de Modigliani-Miller, como se indica en el apartado 6.4.2 de la “*Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025*” (INF/DE/044/18). Para ello, se emplea, en el caso de cada comparador, la tasa impositiva estatutaria del país correspondiente, siendo estas tasas las indicadas en el apartado 4.3 de este informe. Por su parte, el ratio de apalancamiento de cada comparador se calcula a partir de los valores de deuda y fondos propios correspondientes a cada sociedad. Para la deuda, se toma el promedio entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017 de los valores diarios extraídos de Bloomberg, correspondientes a la deuda a largo y corto plazo de cada sociedad (“*SHORT_AND_LONG_TERM_DEBT*”), de la que se resta el valor medio en el mismo periodo de su importe de efectivo y otros activos líquidos equivalentes (“*BS_CASH_NEAR_CASH_ITEM*”).

Para los fondos propios, se toma de Bloomberg el promedio entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017 de la capitalización bursátil de cada sociedad ("*HISTORICAL_MARKET_CAP*").

Adicionalmente, como se ha indicado en el apartado 3.2, se ha procedido a aplicar un test de liquidez, de forma que no se produzca un sesgo en la beta resultante, derivado del uso de comparadores que muestren poca liquidez en el mercado.

Así, se han descartado los valores del coeficiente beta de las sociedades cuya media correspondiente al año 2017, obtenida de Bloomberg, de sus diferenciales diarios de compra-venta fuera superior al 1% ("*AVERAGE_BID_ASK_SPREAD_%*"). Concretamente, se han eliminado siguiendo este criterio las betas correspondientes a 7C SOLARPARKEN, ATHENA INVESTMENT, AUDAX RENOVABLES, FUTUREN, ENERGY LAB, ERGYCAPITAL, FRENDY ENERGY, INIZIATIVE BRESCIANE y ARISE.

En el Cuadro 12, se incluye el listado de betas apalancadas y desapalancadas correspondientes a cada uno de los comparadores seleccionados. En azul, se muestran los comparadores descartados por no haber superado el test de liquidez descrito.

Una vez descartados los comparadores que no han superado dicho test, la beta desapalancada de la actividad regulada se ha obtenido como el promedio de los coeficientes beta desapalancados del resto de sociedades. Así, el valor correspondiente a la beta desapalancada promedio para todos los comparadores asciende al 0,44, mientras que, si únicamente se toman los comparadores puros, la beta desapalancada promedio resulta del 0,42.

Cuadro 12. Listado de las betas apalancadas y desapalancadas de los comparadores seleccionados y cálculo de la beta promedio desapalancada, empleando todos los comparadores y únicamente comparadores puros

Nombre	País	Beta apalancada (β_L)	Ratio D/FP	Tasa estatutaria total	Beta desapalancada (β_U)	Diferencial medio de compraventa (último año cotizado)	Comparadores puros
7c Solarparken	Alemania	0,55	228%	30,18%	0,21	1,12% - Descartada	Sí
Capital Stage (Encavis)	Alemania	0,38	144%	30,18%	0,19	0,23%	
Energiekontor	Alemania	0,29	128%	30,18%	0,15	0,97%	
Athena Investment	Dinamarca	0,20	149%	22,00%	0,09	1,61% - Descartada	Sí
Orsted	Dinamarca	0,29	30%	22,00%	0,24	0,06%	
Acciona	España	1,03	188%	25,00%	0,43	0,09%	
Audax Renovables	España	0,76	250%	25,00%	0,27	1,42% - Descartada	Sí
EDP Renovaveis	España	0,86	75%	25,00%	0,55	0,14%	Sí
Endesa	España	0,67	30%	25,00%	0,55	0,06%	
Gas Natural SDG	España	0,90	90%	25,00%	0,54	0,06%	
Iberdrola	España	0,89	87%	25,00%	0,54	0,03%	
Solaria Energía	España	1,44	129%	25,00%	0,73	0,82%	Sí
Albioma	Francia	0,59	114%	34,43%	0,34	0,26%	Sí
Futuren	Francia	0,75	228%	34,43%	0,30	1,05% - Descartada	
Alerion	Italia	0,26	173%	27,81%	0,11	0,70%	Sí
Enel Green Power	Italia	0,77	75%	27,81%	0,50	0,11% *	Sí
Energy Lab	Italia	0,28	62%	27,81%	0,19	3,30% - Descartada	
ERG	Italia	0,68	81%	27,81%	0,43	0,19%	
ErgyCapital	Italia	0,85	379%	27,81%	0,23	2,32% - Descartada	Sí
Falck Renewables	Italia	0,75	211%	27,81%	0,30	0,39%	Sí
Frendy Energy	Italia	0,23	19%	27,81%	0,20	1,41% - Descartada	Sí
Iniziativa Bresciane	Italia	0,28	57%	27,81%	0,20	2,03% - Descartada	Sí
Drax group	Reino Unido	0,97	0%	19,00%	0,97	0,14%	
Arise	Suecia	0,48	169%	22,00%	0,21	1,17% - Descartada	Sí
PROMEDIO COEFICIENTE BETA (TODOS LOS COMPARADORES)							0,44
PROMEDIO COEFICIENTE BETA (COMPARADORES PUROS)							0,42

* El diferencial de compraventa de Enel Green Power se ha calculado en los últimos 12 meses cotizados de esta compañía (abril 2015 - marzo 2016). Para el resto de empresas, el último año cotizado ha sido el año 2017.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg, para el período 2012-2017

Finalmente, se ha reapalancado la beta obtenida para cada uno de los dos casos anteriores, mediante la aplicación de la fórmula de Hamada, incluida en el punto 4 del apartado 6.4.2 de la “Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025” (INF/DE/044/18). Para ello, se ha aplicado el ratio óptimo de deuda/fondos propios que se deriva del ratio de apalancamiento óptimo obtenido en el apartado 4.2 (50%) y que asciende consecuentemente al 100%, y la tasa impositiva estatutaria aplicable en España en el año 2017 (25%).

De este modo, se obtiene un valor de 0,77 para la beta reapalancada en caso de emplearse todos los comparadores y de un 0,74, si únicamente se emplean comparadores puros (Cuadro 13).

Cuadro 13. Cálculo de la beta reapalancada, empleando todos los comparadores y únicamente comparadores puros

	Beta desapalancada promedio (β_U)	Tasa estatutaria España (τ)	Ratio óptimo (D/FP)	Beta reapalancada (β_{RL})
Todos los comparadores	0,44	25%	100%	0,77
Comparadores puros	0,42	25%	100%	0,74

Fuente: Elaboración propia

4.4.3 Cálculo de la prima de riesgo del mercado

Como se indica en el apartado 6.4.3 de la “Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025” (INF/DE/044/18), la prima de riesgo de mercado se estima como la media ponderada del promedio, para cada país europeo, de las medias geométrica y aritmética publicadas en el informe DMS más actualizado, estando basada la ponderación de los distintos países en el cálculo del promedio final, en su nivel de capitalización bursátil.

El informe DMS más actualizado, publicado por Credit Suisse en el mes de febrero de 2018 (“*Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2018*”), incorpora en su tabla 9, “*Worldwide equity risk premiums relative to bonds, 1900-2017*”, los valores de las medias geométricas y aritméticas de las primas de riesgo correspondientes al periodo 1900-2017 para una serie de países. De dicha tabla, se han tomado los países correspondientes a la Unión Europea y Noruega, de forma coherente con el criterio seguido para la elección de comparadores. Para obtener la ponderación de cada país, se ha considerado el nivel de capitalización bursátil correspondiente a cada uno de ellos a 31 de diciembre de 2017, obtenido de Bloomberg (“*WCAU*”).

En el Cuadro 14, se muestra el peso relativo otorgado a cada país en la ponderación final y se calcula la prima de riesgo de mercado, para la que se obtiene un valor del 4,75%.

Cuadro 14. Cálculo de la prima de riesgo de mercado con datos de DMS correspondientes al periodo 1900-2017

País	Peso relativo (según capitalización bursátil)	Media geométrica (informe DMS)	Media aritmética (informe DMS)	Promedio medias geométrica y aritmética	Media geométrica ponderada	Media aritmética ponderada	Promedio medias geométrica y aritmética ponderadas
Alemania	17,87%	5,10%	8,40%	6,75%	0,91%	1,50%	1,21%
Austria	1,14%	2,90%	21,50%	12,20%	0,03%	0,24%	0,14%
Bélgica	3,47%	2,20%	4,30%	3,25%	0,08%	0,15%	0,11%
Dinamarca	3,43%	2,20%	3,80%	3,00%	0,08%	0,13%	0,10%
España	5,95%	1,80%	3,80%	2,80%	0,11%	0,23%	0,17%
Finlandia	1,96%	5,20%	8,70%	6,95%	0,10%	0,17%	0,14%
Francia	18,66%	3,10%	5,40%	4,25%	0,58%	1,01%	0,79%
Holanda	4,59%	3,30%	5,60%	4,45%	0,15%	0,26%	0,20%
Irlanda	0,95%	2,70%	4,70%	3,70%	0,03%	0,04%	0,04%
Italia	5,27%	3,20%	6,50%	4,85%	0,17%	0,34%	0,26%
Noruega	2,25%	2,50%	5,40%	3,95%	0,06%	0,12%	0,09%
Portugal	0,57%	5,30%	9,40%	7,35%	0,03%	0,05%	0,04%
Reino Unido	27,99%	3,70%	5,00%	4,35%	1,04%	1,40%	1,22%
Suecia	5,91%	3,10%	5,30%	4,20%	0,18%	0,31%	0,25%
	100%			Prima de Riesgo de Mercado			4,75%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe DMS *Global Investment Returns Yearbook* de 2018.

A partir de los valores obtenidos para la tasa libre de riesgo, el coeficiente beta y la prima de riesgo de mercado, de la aplicación del modelo CAPM resulta un valor para el coste de los fondos propios del 6,60%, en caso de considerarse todos los comparadores, y del 6,48%, en caso de tenerse en cuenta únicamente comparadores puros, tal y como se muestra en el Cuadro 15.

Cuadro 15. Cálculo del coste de los fondos propios empleando todos los comparadores y únicamente comparadores puros

Coste de los fondos propios	Todos los comparadores	Comparadores puros
Media 6 años bono español 10 años	2,97%	2,97%
Beta	0,77	0,74
PRM	4,75%	4,75%
RFP	6,60%	6,48%

Fuente: Elaboración propia

4.4.4 Análisis suplementario del coste de los fondos propios

Como se ha explicado en el apartado 3.2, esta metodología propone la realización del cálculo del coste de los fondos propios de un grupo de YieldCos que hayan invertido principalmente en activos de generación renovable en

Europa, de forma que el resultado obtenido se pueda considerar como un suelo del coste de los fondos propios de la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, y así disponer de una referencia adicional del valor numérico de este parámetro.

De las sociedades incluidas en el índice Global X Yieldco Index ETF, se han identificado 6 YieldCos que cumplen con los criterios establecidos en el apartado 3.1 para la selección de comparadores (ver Cuadro 16).

Cuadro 16. Listado de YieldCos extraídas del índice Global X YieldCo Index ETF³

Nombre	País
Saeta Yield	España
Bluefield Solar Income	Reino Unido
Greencoat UK Wind	Reino Unido
John Laing Environmental	Reino Unido
Nextenergy Solar Fund	Reino Unido
TRIG	Reino Unido

Fuente: Elaboración propia

Aplicando el *Dividend Growth Model* para cada una de las anteriores sociedades a partir de los datos obtenidos en Bloomberg de importe del último dividendo (anterior al 31 de diciembre de 2017) y precio de la acción el día anterior al último reparto de dividendos, se obtienen los resultados que se muestran en el Cuadro 17. Como se ha indicado, se asume que la tasa esperada de incremento de los dividendos es del 0%.

Cuadro 17. Cálculo del coste de los fondos propios (R_{FP}) para los YieldCos seleccionados mediante el método de descuento de dividendos (DGM)

Nombre	País	Crecimiento	Último Reparto Dividendos (€/acción)	Día Anterior al Último Reparto (exdate)	Precio Día Anterior al Último Reparto (€/acción)	R_{FP}
Saeta Yield	España	0,0%	0,787	27/11/2017	9,80	8,029%
Bluefield Solar Income	Reino Unido	0,0%	6,600	28/09/2017	116,00	5,690%
Greencoat UK Wind	Reino Unido	0,0%	6,490	02/11/2017	119,40	5,436%
John Laing Environmental	Reino Unido	0,0%	6,268	30/11/2017	102,75	6,100%
Nextenergy Solar Fund	Reino Unido	0,0%	6,393	16/11/2017	105,25	6,074%
TRIG	Reino Unido	0,0%	6,400	16/11/2017	103,50	6,184%
PROMEDIO						6,252%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg.

³ Se ha descartado la empresa ATLANTICA YIELD por cotizar en el mercado estadounidense y tener los datos en dólares.

El coste medio de los fondos propios de los YieldCos seleccionados es del 6,25%. Por tanto, se comprueba que, efectivamente, este valor es inferior a los valores obtenidos para el coste de los fondos propios correspondientes a todos los comparadores (6,60%) y a los comparadores puros (6,48%).

4.5 Cálculo del coste de la deuda

El coste de la deuda se ha calculado conforme a los criterios especificados en el apartado 3.3 de este informe.

Así, el coste de la deuda de cada sociedad se ha estimado considerando como tipo de interés de referencia la media de las cotizaciones diarias del IRS a 10 años, obtenidas de Bloomberg, entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017, resultando un 1,259%. En cuanto al diferencial, este se ha calculado, para cada empresa, como la media de sus cotizaciones diarias de los CDS a 10 años, obtenidas de Bloomberg, entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017. A este respecto, 6 comparadores disponen de datos de cotización de CDS para el periodo de análisis, concretamente, ORSTED, EDP RENOVAVEIS, ENDESA, GAS NATURAL SDG, IBERDROLA y ENEL GREEN POWER.

En el caso de las empresas incluidas como comparadores de las que no se dispone de CDS, directamente o a través de sociedades de su grupo, se ha utilizado el promedio de las TIR de sus emisiones de deuda a un plazo de 5-15 años, en euros, y con fecha de emisión comprendida entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2017. En este sentido, las empresas 7C SOLARPARKEN, CAPITAL STAGE (ENCAVIS), ATHENA INVESTMENT, SOLARIA ENERGÍA, ERGYCAPITAL, FALCK RENEWABLES, INIZIATIVE BRESCIANE, DRAX GROUP y ARISE no disponen de ninguna emisión de deuda que cumpla con las características anteriores, por lo que no se han podido considerar en el cálculo del coste de la deuda.

Posteriormente, el coste de la deuda se ha calculado como el promedio de los costes de financiación obtenidos para cada comparador en el período 2012-2017. Los resultados se detallan en el Cuadro 18, según el cual el coste de la deuda asciende al 4,05% si se toman todos los comparadores, mientras que sería del 4,44%, en caso de tenerse en cuenta únicamente los comparadores puros. Asimismo, en dicho cuadro se especifica el método de cálculo empleado para la obtención del coste de financiación de cada sociedad⁴.

⁴ Con respecto al documento sometido a consulta pública, en el cálculo de los CDS es necesario realizar una corrección dado que se aplicó una función de Bloomberg que completa en las series los días sin cotización con la cotización del día anterior. En el cálculo para las redes no se aplicó esta función, y se considera que ese es el criterio adecuado. La corrección del mismo hace que

Cuadro 18. Cálculo del coste de la deuda, empleando todos los comparadores y únicamente comparadores puros

Nombre	País	Comparador puro	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones
7c Solarparken	Alemania	SÍ	Sin datos	-
Capital Stage (Encavis)	Alemania	NO	Sin datos	-
Energiekontor	Alemania	NO	Media TIR emisiones	5,958%
Athena Investment	Dinamarca	SÍ	Sin datos	-
Orsted	Dinamarca	NO	IRS+CDS	2,577%
Acciona	España	NO	Media TIR emisiones	5,033%
Audax Renovables	España	SÍ	Media TIR emisiones	4,975%
EDP Renovaveis	España	SÍ	IRS+CDS	4,720%
Endesa	España	NO	IRS+CDS	2,516%
Gas Natural SDG	España	NO	IRS+CDS	4,012%
Iberdrola	España	NO	IRS+CDS	3,143%
Solaria Energía	España	SÍ	Sin datos	-
Albioma	Francia	SÍ	Media TIR emisiones	3,853%
Futuren	Francia	NO	Media TIR emisiones	2,621%
Alerion	Italia	SÍ	Media TIR emisiones	5,480%
Enel Green Power	Italia	SÍ	IRS+CDS	3,250%
Energy Lab	Italia	NO	Media TIR emisiones	5,999%
ERG	Italia	NO	Media TIR emisiones	2,176%
ErgyCapital	Italia	SÍ	Sin datos	-
Falck Renewables	Italia	SÍ	Sin datos	-
Frendy Energy	Italia	SÍ	Media TIR emisiones	4,385%
Iniziative Bresciane	Italia	SÍ	Sin datos	-
Drax group	Reino Unido	NO	Sin datos	-
Arise	Suecia	SÍ	Sin datos	-
PROMEDIO DEL COSTE DE LA DEUDA (TODOS LOS COMPARADORES)				4,05%
PROMEDIO DEL COSTE DE LA DEUDA (COMPARADORES PUROS)				4,44%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg para el período 2012-2017.

A modo de análisis de sensibilidad y comprobación de la coherencia del resultado obtenido, se realiza a continuación un análisis complementario basado en la utilización de valores contables o book values. Si se tiene en cuenta la deuda en balance de los comparadores el último año en el que se encuentran datos en Bloomberg (normalmente 2017), así como las cantidades pagadas por

para todos los comparadores, el coste de la deuda sea del 4,05% en lugar del 3,94% del documento de consulta pública, mientras que para los comparadores puros el coste de la deuda pase del 4,40% al 4,44%.

éstos en concepto de intereses durante ese año⁵ (Cuadro 19), se obtienen los valores indicados en el Cuadro 20 para el coste de la deuda:

- Si se computa como la media de los promedios, resulta un valor del 4,789% para todos los comparadores, y del 5,012% para los comparadores puros.
- Si se calcula el valor de los intereses totales entre la deuda total, se obtiene un valor del 4,021% para todos los comparadores, y del 4,486% para los comparadores puros.

⁵ Los datos se extraen de Bloomberg dividiendo los intereses (IS_INT_EXPENSE) entre la deuda total (SHORT_AND_LONG_TERM_DEBT).

Cuadro 19. Coste promedio de la deuda de los comparadores utilizando los valores de la deuda total y de los intereses en el último año del que existe información en Bloomberg⁶

Nombre	País	Deuda a CP + Deuda a LP (M€)	Intereses (M€)	Coste Deuda
7c Solarparken	Alemania	186,29	6,62	3,554%
Capital Stage (Encavis)	Alemania	1.489,39	58,83	3,950%
Energiekontor	Alemania	230,91	18,44	7,987%
Athena Investment	Dinamarca	177,85	6,09	3,425%
Orsted	Dinamarca	29.636,00	1.670,00	5,635%
Acciona	España	6.744,16	368,75	5,468%
Audax Renovables	España	128,57	8,02	6,239%
EDP Renovaveis	España	3.236,96	167,13	5,163%
Endesa	España	5.392,00	133,00	2,467%
Gas Natural SDG	España	18.410,00	630,00	3,422%
Iberdrola	España	36.737,78	1.055,90	2,874%
Solaria Energía	España	186,96	10,70	5,723%
Albioma	Francia	707,00	23,70	3,352%
Futuren	Francia	218,89	10,50	4,797%
Alerion	Italia	206,71	13,49	6,528%
Enel Green Power	Italia	7.636,00	326,00	4,269%
Energy Lab	Italia	15,30	1,00	6,534%
ERG	Italia	2.093,16	40,17	1,919%
ErgyCapital	Italia	53,22	3,38	6,359%
Falck Renewables	Italia	811,62	-	-
Frendy Energy	Italia	9,70	0,64	6,583%
Iniziative Bresciane	Italia	53,11	0,76	1,426%
Drax group	Reino Unido	589,70	29,10	4,935%
Arise	Suecia	1.129,00	85,00	7,529%
TOTAL		116.080,29	4.667,23	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg.

⁶ Con respecto al documento de consulta pública, se ha corregido una errata en este cuadro detectada por una empresa en la fase de alegaciones.

Cuadro 20. Cálculo del coste medio de la deuda utilizando los valores de la deuda total y de los intereses en el último año del que existe información en Bloomberg

	Todos los comparadores	Comparadores puros
Media	4,789%	5,012%
Promedio (Interés total/Deuda total)	4,021%	4,486%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg.

Sobre este cálculo adicional, cabe destacar que el coste de la deuda a nivel contable sirve únicamente como referencia en el análisis de sensibilidad realizado como un límite superior, puesto que las compañías podrían estar pagando intereses por un crédito contraído hace 10 o 15 años, por ejemplo, momento en el que la situación económica y los costes de financiación fueran muy diferentes a los actuales, con lo que no resultaría apropiado utilizar en el cálculo del WACC un valor del coste de la deuda obtenido de esta manera.

En todo caso, de este análisis se desprende que el coste de la deuda en balance de las empresas se sitúa en línea con el coste de la deuda obtenido a través de la aplicación de la metodología propuesta (Cuadro 18), situándose efectivamente los resultados obtenidos a partir de *book values* (Cuadro 20) en niveles ligeramente superiores, como cabía esperar.

5. Descripción y cuantificación de los riesgos adicionales

Como se ha introducido en el apartado 3, sobre la propuesta de metodología, el WACC calculado podría no contemplar totalmente el riesgo de precio de mercado al que están sometidas las sociedades que se dedican a la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Por ello, se propone evaluar y cuantificar este riesgo, como un diferencial que se sumaría al WACC obtenido.

El artículo 13 del Real Decreto 413/2014 incluye, como uno de los parámetros retributivos más relevantes necesarios para la aplicación del régimen retributivo específico a cada una de las instalaciones tipo, la estimación del precio del mercado diario e intradiario.

En lo que se refiere al cálculo de dicha estimación, el artículo 22, apartado 1, del mismo Real Decreto señala lo siguiente:

“1. La estimación del precio de mercado para cada año del semiperiodo regulatorio se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de

futuros de electricidad organizado por OMIP durante un periodo de seis meses anterior al inicio del semiperiodo para el que se estima el precio del mercado.

Los seis meses anteriores a considerar para la estimación del precio del mercado anterior, serán los últimos que se encuentren disponibles en el momento en que se efectúe la revisión.

Dicha estimación se aprobará mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos”.

En relación a lo anterior, y para mitigar la incertidumbre en los ingresos derivada de los potenciales desvíos que se produzcan entre los precios de mercado estimados y los reales, el marco retributivo específico aplicable a la actividad de generación renovable introduce el siguiente mecanismo de ajuste (artículo 22 del Real Decreto 413/2014):

“2. Se establecerán para cada instalación tipo, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dos límites superiores denominados LS1 y LS2 siendo LS1 menor que LS2, y dos límites inferiores denominados LI1 y LI2 siendo LI1 mayor que LI2, en torno al precio estimado del mercado que ha sido considerado en el cálculo de los parámetros retributivos.

3. Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se encuentre fuera de dichos límites, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado y se calculará, para el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», como sigue:

a) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario haya sido superior a LS2:

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} * 0,5 * (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + N_{h_{i,j}} * (LS2_{i,j} - P_{m_{i,j}})$$

b) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario se haya situado entre LS1 y LS2:

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} * 0,5 * (LS1_{i,j} - P_{m_{i,j}})$$

c) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» haya resultado mayor que LI1 y menor que LS1:

$$Vajdm_{i,j} = 0$$

d) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» se haya situado entre LI1 y LI2:

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} * 0,5 * (LI1_{i,j} - P_{m_{i,j}})$$

e) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» haya sido inferior a LI2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} * 0,5 * (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + Nh_{i,j} * (LI2_{i,j} - Pm_{i,j})$$

Siendo:

Vajdm_{i,j}: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado diario e intradiario en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en €/MW.

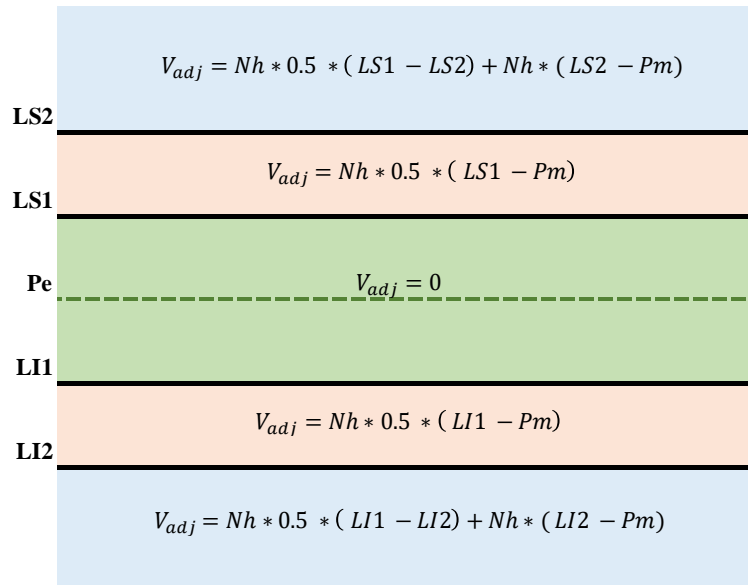
Nh_{i,j}: Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos de dicha instalación tipo para el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en horas.

Pm_{i,j}: Precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en €/MWh”.

El objetivo del anterior mecanismo de ajuste es por tanto definir unos límites superiores e inferiores a la estimación del precio de mercado. Dichas bandas límites de precios aparecen representadas en el Gráfico 1, junto con los correspondientes valores de ajuste.

De esta forma, cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se encuentre fuera de los límites exteriores (LS2 y LI2) establecidos, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, denominado valor de ajuste por desviaciones, que representa una cobertura total. Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se encuentre entre los límites interiores (LS1 y LI1) y los límites exteriores (LS2 y LI2), se generará un ajuste por desviaciones que representa una cobertura del 50%. Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se encuentra dentro de los límites interiores (LS1 y LI1), no se genera ningún ajuste por desviaciones, luego los precios situados en esa banda quedan sin cobertura.

Gráfico 1. Bandas de ajuste de precios



Fuente: Elaboración propia a partir de Real Decreto 413/2014.

En cuanto a la aplicación del ajuste calculado, el punto 5 del artículo 22 añade que “5. El valor de ajuste por desviación en el precio del mercado se calculará de forma anual y se compensará durante el resto de la vida útil de la instalación según lo previsto en el anexo VI”.

A la vista de lo anterior, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las desviaciones del precio de mercado con respecto al valor previsto no se compensan dentro de las bandas interiores, y sólo se compensan al 50% entre los límites interiores y exteriores. Por lo tanto, el valor de ajuste por desviación en el precio de mercado no elimina por completo la exposición de los productores renovables al riesgo de precio de mercado.
- La aplicación de la compensación correspondiente será diferida en el tiempo, en el sentido de que no tendrá lugar durante el mismo año en que tenga lugar la desviación, sino a lo largo de la vida útil de la instalación. Por lo tanto, este ajuste estará sujeto a la variación de la tasa de retribución financiera a lo largo de los sucesivos periodos regulatorios.

El riesgo de precio es un riesgo de tipo sistemático o de mercado, con lo que debería estar incluido en el coeficiente beta si los comparadores elegidos fueran perfectamente comparables a las empresas que realizan la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos en España. Sin embargo, el hecho de que se hayan tomado comparadores europeos, implica que el riesgo de precio de mercado podría no estar totalmente recogido, dado que otros esquemas retributivos de renovables aplicables en otros países europeos garantizan un precio fijo de la

electricidad a los proyectos de generación renovable, ya sea completando el precio de mercado mediante primas, ya sea por otros mecanismos de cobertura financieros.

Por los motivos citados, se ha añadido un diferencial sobre el WACC calculado, que tenga en cuenta el riesgo de precio descrito en el segundo periodo regulatorio, para evitar que éste pueda no quedar totalmente recogido.

A efectos de no modificar el cálculo de comparadores europeos que se ha utilizado en el cálculo de todos los parámetros del WACC, incluida la beta, este diferencial se ha estimado a partir de la diferencia en el WACC nominal después de impuestos que resultaría, si se consideraran únicamente empresas españolas en el cálculo de la beta promedio, con respecto a incluir todos los comparadores.

Así, si se consideran únicamente empresas españolas, la beta desapalancada sería de 0,56, que reapalancada con la fórmula de Hamada (tasa impositiva del 25% y ratio de apalancamiento óptimo del 50%) resultaría 0,97. Manteniendo el resto de parámetros sin cambios, resultaría un WACC nominal después de impuestos del 5,31%, que es 49 p.b. superior al WACC nominal después de impuestos del 4,82% que resulta con la beta calculada con todos los comparadores (0,77 reapalancada).

De acuerdo con todo lo expuesto, se considera razonable para el segundo periodo regulatorio 2020-2025, añadir **un diferencial de 50 puntos básicos**, sobre el WACC nominal después de impuestos, para tener en cuenta el riesgo de precio de mercado al que está sujeta la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en el cálculo de su tasa de retribución financiera.

La estimación se ha realizado con la información disponible, si bien se considera necesario señalar que este cálculo podría sobreestimar el diferencial por riesgo de precio de mercado, dado que existen otros muchos factores que podrían explicar la diferencia en las betas.

Por último, cabe señalar, tal y como se recoge en alguna de las alegaciones, que la inclusión de un diferencial al WACC para compensar a los agentes por los riesgos específicos de su actividad en un país específicos también se aplica en Reino Unido desde 2015. El objetivo de la prima establecida por Ofgem es tener en cuenta la rentabilidad adicional exigida por los inversores por su exposición a ciertos riesgos, en concreto los riesgos asimétricos y derivados de invertir antes de que se reduzcan determinadas incertidumbres.

6. Cálculo del WACC, la tasa de retribución financiera (rentabilidad razonable) y el diferencial

En primer lugar, cabe señalar que la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se ha elaborado a partir de los datos económico-financieros para cada uno de los parámetros considerados durante el periodo comprendido entre 2012 y 2017. Esta metodología es sensible al periodo de análisis de los datos considerado, pero se considera correcta por incluir periodos con tipos altos y bajos. Los primeros años del periodo considerado (2012-2014) se caracterizan por tipos de interés elevados como resultado de la crisis financiera que comenzó a finales de la década pasada, mientras que esta situación cambia significativamente con el comienzo, en marzo de 2015, del programa de expansión cuantitativa por parte del Banco Central Europeo (BCE). En caso de que se modificase el periodo objeto de análisis a un periodo más cercano en el tiempo al de la toma de decisión sobre la tasa de retribución financiera aplicable al segundo periodo regulatorio, y como consecuencia de ello tuviesen una mayor representatividad aquellos años afectados por el programa de expansión cuantitativa del BCE, cabría introducir un ajuste en la metodología, para reflejar el efecto de este programa en las variables afectadas, coherentemente con la metodología aplicable a las actividades de red⁷.

Adicionalmente, cambios no predecibles y significativos en las condiciones de los mercados financieros que tuvieran un impacto significativo en el coste financiero de los recursos propios y ajenos para las empresas que desarrollan este tipo de actividades podrían hacer necesaria la introducción de modificaciones en la estimación de los parámetros recogidos en esta propuesta. En todo caso, cualquier cambio en el criterio de estimación de los parámetros deberá estar suficientemente motivado y justificado.

Una vez señalado lo anterior, a partir de los resultados numéricos obtenidos en el apartado 4 para los distintos parámetros, el WACC nominal después de impuestos se calcula aplicando la siguiente fórmula:

⁷ De acuerdo con el documento "Asset purchase programmes and financial markets: lessons from the euro area", Working paper series, European Central Bank, nº 1864/November 2015 "Sizeable impact is estimated, for instance, for long-term sovereign bonds, with yields declining by about 30-50 basis points (depending on the approach) at the 10-year maturity for the implied euro area term structure, and by roughly twice as much in higher yield member countries such as Italy and Spain". Según el informe de la Comisión Europea sobre la estimación de la tasa de retribución financiera en el sector de las telecomunicaciones ("Review of approaches to estimate a reasonable rate of return for investments in telecoms networks in regulatory proceedings and options for EU harmonization"), preparado por The Brattle Group, "Quantitative Easing announcements by the ECB affected 10 year government bond yields between 16 basis points (measured on German 10-year government bond yields) and -80 basis points (measured on Spanish 10-year government bond yields), with an average effect on the 10-year government bond yields for the Euro Area of about - 40 basis points".

$$WACC = \frac{D}{D + FP} * R_D * (1 - T) + \left(1 - \frac{D}{D + FP}\right) * R_{FP}$$

Donde,

- D: Deuda
- FP: Fondos propios
- D/(D+FP): Ratio de apalancamiento, o porcentaje de financiación con deuda
- R_D: Coste de la deuda, nominal antes de impuestos
- T: Tasa impositiva
- R_{FP}: Coste de los fondos propios

A este WACC nominal después de impuestos hay que adicionar el diferencial asociado a la cuantificación del riesgo de precio, que ha sido identificado y evaluado en el apartado 5.

Dado que las empresas reciben su retribución antes de impuestos, el WACC nominal después de impuestos, junto con el diferencial por riesgos adicionales, se transforman en valores nominales antes de impuestos, para obtener la Tasa de Retribución Financiera (TRF).

$$TRF = \frac{WACC \text{ nominal post - tax} + \text{diferencial riesgos adicionales}}{1 - \text{Tasa impositiva}}$$

Como se muestra en el Cuadro 21, en caso de emplearse todos los comparadores, se obtiene una tasa de retribución financiera antes de impuestos del 7,09%.

Cuadro 21. Cálculo de la tasa de retribución regulada y el diferencial, empleando todos los comparadores

TODOS LOS COMPARADORES

FECHA CIERRE DATOS: 31/12/2017

1	Tasa libre de riesgo (R _{LR})	[1]	2,97%	Bono español 10 años (media 6 últimos años)
2	Coefficiente beta	[2]	0,77	Beta Bloomberg
3	Prima Riesgo Mercado (PRM)	[3]	4,75%	DMS - Promedio ponderado Europa (media aritmética y geométrica)
4	Coste de los fondos propios después de impuestos (R _{FP})	[4]	6,60%	[1] + ([2]x[3])
5	Coste de la deuda antes de impuestos (R _D)	[5]	4,05%	IRS + CDS ó Media TIR emisiones bonos
6	Tasa impositiva (T)	[6]	25%	Tasa estatutaria España 2017
7	Ratio apalancamiento	[7]	50%	D/(D+FP)
8	WACC nominal después de impuestos	[8]	4,82%	[(4)x(1-[7])] + ([5)x(1-[6])x[7])
9	Tasa de retribución regulada antes de impuestos	[9]	6,42%	[8]/(1-[6])
10	Propuesta de diferencial por riesgos adicionales	[10]	0,50%	Diferencial por riesgo de precio
11	Tasa de retribución regulada antes de impuestos con diferencial por riesgos adicionales	[11]	7,09%	[(8)+[10]]/(1-[6])

Fuente: Elaboración propia.

Alternativamente, si se emplean únicamente comparadores puros, se obtiene una tasa de retribución financiera antes de impuestos del 7,21%% (Cuadro 22).

Cuadro 22. Cálculo de la tasa de retribución regulada y el diferencial, empleando únicamente comparadores puros

COMPARADORES PUROS

FECHA CIERRE DATOS: 31/12/2017

1	Tasa libre de riesgo (R_{LR})	[1]	2,97%	Bono español 10 años (media 6 últimos años)
2	Coefficiente beta	[2]	0,74	Beta Bloomberg
3	Prima Riesgo Mercado (PRM)	[3]	4,75%	DMS - Promedio ponderado Europa (media aritmética y geométrica)
4	Coste de los fondos propios después de impuestos (R_{FP})	[4]	6,48%	[1]+ ([2]x[3])
5	Coste de la deuda antes de impuestos (R_D)	[5]	4,44%	IRS + CDS ó Media TIR emisiones bonos
6	Tasa impositiva (T)	[6]	25%	Tasa estatutaria España 2017
7	Ratio apalancamiento	[7]	50%	D/(D+FP)
8	WACC nominal después de impuestos	[8]	4,90%	[(4)x(1-[7]) + ([5]x(1-[6])x[7])
9	Tasa de retribución regulada antes de impuestos	[9]	6,54%	[8]/(1-[6])
10	Propuesta de diferencial por riesgos adicionales	[10]	0,50%	Diferencial por riesgo de precio
11	Tasa de retribución regulada antes de impuestos con diferencial por riesgos adicionales	[11]	7,21%	[(8)+[10]]/(1-[6])

Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, como consecuencia de la metodología de cálculo propuesta para la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la aplicación numérica de la misma efectuada a partir de los datos calculados a fecha 31/12/2017, resultaría una tasa de retribución financiera en el rango del 7,09% al 7,21%, para el segundo periodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025.

Dentro de este rango, se opta por el valor inferior del mismo, correspondiente al resultado de la metodología con todos los comparadores, porque se obtiene a partir de los datos de un mayor número de empresas, lo que se traduce en un resultado más robusto y menos influenciado por los datos de una empresa concreta o un conjunto de ellas. La utilización del resultado con todos los comparadores es asimismo coherente con el criterio utilizado en la propuesta de tasa de retribución financiera para las actividades de redes. Además, el resultado con todos los comparadores incluye a los grupos de sociedades que realizan la actividad de renovables en España con un alto nivel de representatividad (IBERDROLA, ENDESA, GAS NATURAL).

Adicionalmente, la metodología propuesta añade un diferencial por riesgos adicionales, que se ha estimado con la mejor información disponible, pero cuyo cálculo podría estar sobrestimado, por las razones que se han señalado en el apartado 5, lo que aconseja optar por el valor inferior del rango de los resultados obtenidos.

Por tanto se propone la aplicación de una metodología (WACC) que, con los datos disponibles en el presente momento que es en el que, de acuerdo

con la normativa vigente⁸, esta Comisión debe emitir este informe, resultaría, para el segundo período regulatorio, en una tasa de retribución financiera (TRF) del 7,09%.

Una vez se encuentren disponibles los datos correspondientes a la cotización del bono del Estado a 10 años entre mayo de 2017 y abril de 2019, se propone calcular el diferencial al que se refiere el artículo 19 del Real Decreto 413/2014, como el que sea necesario sumar a la cotización de los bonos del Estado a 10 años durante dicho periodo, para obtener la tasa de retribución financiera según la metodología WACC, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Diferencial} = \text{TRF}(\text{según WACC}) - \text{Media Bono Español a 10 años (mayo 2017 - abril 2019)}$$

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

ACUERDA

Primero.- Proponer una metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el segundo periodo regulatorio 2020-2025, con la cuantificación numérica que resulta de dicha metodología.

Segundo.- Ordenar el traslado de esta metodología y del resultado numérico que resulta de la misma al Ministerio para la Transición Ecológica, en respuesta a la petición de informe realizada al amparo del artículo 19.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y al Ministerio para la Transición Ecológica.

⁸ Artículo 19.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.