



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

MEMORIA EXPLICATIVA DE LA CIRCULAR XX/2025, DE XX DE XX, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE MODIFICA LA CIRCULAR 2/2019, DE 12 DE NOVIEMBRE, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Y REGASIFICACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL, Y SE ESTABLECE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERIODO REGULATORIO 2026-2031

REF: CIR/DE/002/24

Fecha 29 de octubre de 2025

www.cnmc.es

TABLA DE CONTENIDO

1. Objeto.....	8
2. Antecedentes y normativa aplicable	9
2.1. Antecedentes.....	9
2.2. Normativa aplicable	11
3. Oportunidad y necesidad de la propuesta de circular.....	14
3.1. Evaluación de la metodología de la Circular 2/2019	14
3.2. Identificación de los fines y objetivos perseguidos	17
3.3. Adecuación a los principios de buena regulación.....	17
3.4. Inclusión en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013	18
4. Contenido y análisis jurídico	18
4.1. Estructura de la Circular.....	18
4.2. Principales novedades introducidas por la propuesta de norma	19
4.3. Vigencia de la norma	20
5. Normas que se verán afectadas	20
6. Descripción de la tramitación	21
6.1. Comunicación previa pública.....	21
6.2. Segunda consulta pública específica	21
6.3. Solicitud de información.....	24
6.4. Orientaciones de política energética	25
6.5. Límite máximo	26
6.6. Informe del Ministerio para la transición Ecológica y el Reto Demográfico	27
6.7. Trámite de audiencia.....	27
7. Valoración de las alegaciones	30
7.1. Alegaciones de carácter general.....	30
7.2. Alegaciones por componente de la tasa de retribución financiera	34
7.2.1. Sobre la aplicación de la metodología.....	34
7.2.2. Sobre el ratio de apalancamiento.....	34
7.2.3. Sobre la rentabilidad de los fondos propios.....	35
7.2.4. Sobre el coste de la deuda	42

8. Dictamen del Consejo de Estado.....	43
9. Contenido y análisis técnico.....	43
9.1. Empresas que realizan las actividades para las que es de aplicación la tasa de retribución financiera.....	43
9.1.1. Transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica	44
9.1.2. Transporte, regasificación, gestión técnica del sistema y actividades vinculadas a la distribución de gas natural	46
9.2. Aplicación de la tasa de retribución a los marcos retributivos	48
9.3. El Coste Medio Ponderado de Capital (WACC) como método de estimación de la tasa de retribución financiera	49
9.4. Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera.....	51
9.4.1. Periodo de estudio, frecuencia de las observaciones y horizonte relevante	51
9.4.2. Selección del grupo de comparadores	53
9.4.3. Parámetros generales	54
9.4.3.1. Ratio de apalancamiento regulatorio	54
9.4.3.2. Tasa impositiva.....	55
9.4.4. Rentabilidad esperada de los fondos propios	56
9.4.4.1. Tasa libre de riesgo	57
9.4.4.2. Ajuste por Quantitative Easing	59
9.4.4.3. Coeficiente β	70
9.4.4.4. Prima de riesgo de mercado (PRM)	73
9.4.5. Coste de la deuda	77
9.4.5.1. Costes adicionales de la deuda	89
9.5. Aplicación numérica de la metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica, correspondiente al tercer periodo regulatorio.....	92
9.5.1. Selección del grupo de comparadores	93
9.5.2. Cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio	101
9.5.3. Tasa impositiva considerada	105
9.5.4. Cálculo de la rentabilidad esperada de los fondos propios	106
9.5.4.1. Cálculo de la tasa libre de riesgo	106
9.5.4.2. Cálculo del coeficiente β	108
9.5.4.3. Cálculo de la prima de riesgo del mercado.....	112

9.5.4.4. Resultado del cálculo de la rentabilidad esperada de los fondos propios	114
9.5.5. Cálculo del coste de la deuda	116
9.5.5.1. Costes adicionales de la deuda	132
9.5.6. Tasa de retribución financiera resultante.....	138
10. Necesidad de superar el límite máximo de la tasa de retribución financiera	139
11. Análisis de impacto de la Circular	141
11.1. Impacto económico.....	141
11.2. Impacto sobre la competencia	145
11.3. Otros impactos.....	145
11.4. Análisis coste-beneficio	145
12. Conclusiones	145

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Extracto de la previsión de circulares de desarrollo normativo de la CNMC para 2024 en aplicación del RDL 1/2019 comunicada por la CNMC al Ministerio	21
Cuadro 2. Valores de inversión históricos y futuros (brutos y netos).	40
Cuadro 3. Inversión con reconocimiento sujeto a incremento de potencia	40
Cuadro 4. Frecuencia de toma de datos para los distintos parámetros	52
Cuadro 5. Horizontes relevantes de los distintos instrumentos	53
Cuadro 6. Métodos empleados por reguladores europeos para calcular la tasa libre de riesgo	57
Cuadro 7. Ajuste trimestral desde 2018 a 2021 en el Bono del Estado español a 10 años por <i>Quantitative Easing</i>	69
Cuadro 8. Ajuste mensual en 2022 en el Bono del Estado español a 10 años por <i>Quantitative Easing</i>	70
Cuadro 9. Metodología empleada por reguladores europeos para calcular la prima de riesgo de mercado.....	77
Cuadro 10. Datos utilizados para el cálculo del coste de la deuda “ <i>Business as usual</i> ”	81
Cuadro 11. Datos utilizados para el cálculo del coste de la deuda de “Inversiones incrementales”	82
Cuadro 12. Metodología empleada por reguladores energéticos europeos para calcular el coste de la deuda	88
Cuadro 13. Listado de empresas pertenecientes al índice STOXX® Europe TMI Utilities	93
Cuadro 14. Listado de empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg	95
Cuadro 15. Listado de las principales empresas españolas de pequeño tamaño que realizan actividades de transporte o distribución en los sectores eléctrico y gasista	96
Cuadro 16. Rating otorgado en diciembre de 2023 por las principales agencias de calificación crediticia a los países correspondientes al listado inicial de empresas obtenidas a partir del índice STOXX y Bloomberg	97
Cuadro 17. Listado de empresas excluidas del grupo de comparadores	97
Cuadro 18. Listado de los 34 comparadores finales seleccionados.....	101
Cuadro 19. Listado de datos empleados para el cálculo del apalancamiento	102
Cuadro 20. Valores obtenidos para el ratio de apalancamiento mediante los dos métodos de cálculo	104
Cuadro 21. Ratios de apalancamiento regulatorio utilizados por reguladores energéticos europeos.....	104
Cuadro 22. Análisis de sensibilidad de la TRF a diferentes valores del ratio de apalancamiento	105
Cuadro 23. Tasa impositiva estatutaria por país en el año 2023 de los países a los que pertenecen los comparadores seleccionados	106
Cuadro 24. Valor de la tasa libre de riesgo añadiendo el ajuste por QE al valor del bono.....	106

Cuadro 25. Tasas libres de riesgo empleadas por reguladores energéticos europeos para el cálculo de la rentabilidad de los fondos propios	107
Cuadro 26. Listado de las betas apalancadas y desapalancadas de los comparadores seleccionados y cálculo de la beta promedio desapalancada	110
Cuadro 27. Cálculo de la beta reapalancada	111
Cuadro 28. Coeficientes beta empleados por reguladores energéticos europeos.....	111
Cuadro 29. Cálculo de la prima de riesgo de mercado con datos de DMS correspondientes al periodo 1900-2023	113
Cuadro 30. Prima de riesgo de mercado utilizada por reguladores energéticos europeos	114
Cuadro 31. Cálculo de la rentabilidad esperada de los fondos propios	114
Cuadro 32. Rentabilidad de los fondos propios empleada por reguladores energéticos europeos	115
Cuadro 33. Equivalencias entre los niveles de rating de Moody's, Standard & Poor's y Fitch	118
Cuadro 34. Cálculo del coste de la deuda histórico	119
Cuadro 35. Futuros del IRS a 10 años.....	122
Cuadro 36. Cálculo del diferencial promedio	124
Cuadro 37. Coste de la deuda futuro para los años 2024-2028	127
Cuadro 38. Coste de la deuda promedio del periodo 2026-2031 " <i>Business as usual</i> "	127
Cuadro 39. Futuros del IRS del euro a 10 años	127
Cuadro 40. Coste de la deuda C_{Dii} de "Inversiones incrementales"	128
Cuadro 41. Cálculo numérico del coeficiente de representatividad de las inversiones incrementales (C_{ii}).....	129
Cuadro 42. Coste de la deuda ponderado para el sector eléctrico	129
Cuadro 43. Coste de la deuda empleado por reguladores energéticos europeos	131
Cuadro 44. Información sobre emisiones de deuda	132
Cuadro 45. Porcentaje de los costes de transacción sobre el importe de la emisión	133
Cuadro 46. Flujos de caja (€) y TIR (%) de la emisión de deuda sin incluir los costes de transacción	133
Cuadro 47. Flujos de caja (€) y TIR (%) de la emisión de deuda incluyendo los costes de transacción	134
Cuadro 48. Tipo de interés del <i>cost-of-carry</i>	137
Cuadro 49. Flujos de caja (€) y TIR (%) de la emisión de deuda sin incluir el <i>cost-of-carry</i>	137
Cuadro 50. Flujos de caja (€) y TIR (%) de la emisión de deuda incluyendo el <i>cost-of-carry</i> ..	138
Cuadro 51. Cálculo de la tasa de retribución financiera	138
Cuadro 52. Impacto económico del aumento de la tasa de retribución financiera del 5,58% al 6,58% bajo el Escenario 1 (millones €).....	143

Cuadro 53. Impacto económico del aumento de la tasa de retribución financiera del 5,58% al 6,58% bajo el Escenario 2 (millones €).....	144
--	-----

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolución de la cotización de los Bonos del Estado español a 10 años en el periodo 2018-2023 (%) y tasa libre de riesgo fijada para 2020-2025 por la Circular 2/2019.	15
Gráfico 2. Evolución del coste de la deuda entre 2018 y 2023 (%) y valor fijado para el coste de la deuda para 2020-2025 por la Circular 2/2019.	16
Gráfico 3. Evolución de los tipos de interés del Banco Central Europeo (2019-2025).....	60
Gráfico 4. Evolución de la cotización de los Bonos del Estado español a 10 años en el periodo 2018-2023 (%).....	61
Gráfico 5. Impacto inmediato de los anuncios del PEPP sobre la deuda soberana y las expectativas de inflación	64
Gráfico 6. Efectos dinámicos del PEPP en el rendimiento de los bonos a largo plazo de España y la eurozona	65
Gráfico 7. Programa de compras netas de activos (APP y PEPP) a lo largo del periodo 2015-2022	67
Gráfico 8. Cambio en los rendimientos a largo plazo (España), según la calibración de elasticidad	68
Gráfico 9. Evolución del coste de la deuda entre 2018 y 2023 (%).....	78
Gráfico 10. Bonos emitidos por Red Eléctrica Financiaciones, S.A.U. (millones €).....	135
Gráfico 11. Bonos emitidos por Iberdrola Finanzas, S.A. (millones €)	135
Gráfico 12. Bonos emitidos por EDP Servicios Financieros España, S.A. (millones €)	136
Gráfico 13. Base de activos histórica y nuevas inversiones consideradas para las actividades de transporte y distribución eléctrica bajo el Escenario 1 (millones €).....	142
Gráfico 14. Base de activos histórica y nuevas inversiones consideradas para las actividades de transporte y distribución eléctrica bajo el Escenario 2 (millones €).....	143

MEMORIA EXPLICATIVA DE LA CIRCULAR XX/25, DE XX DE XX, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE MODIFICA LA CIRCULAR 2/2019, DE 12 DE NOVIEMBRE, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Y REGASIFICACIÓN, TRANSPORTE Y ACTIVIDADES VINCULADAS A LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL, Y SE ESTABLECE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERIODO REGULATORIO 2026-2031.

1. OBJETO

El objeto de la Circular es modificar la Circular 2/2019, de 12 noviembre, para realizar determinados ajustes en la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, regasificación, transporte y actividades vinculadas a la distribución de gas natural.

Se procede además a incluir de forma expresa la actividad de operación del sistema eléctrico y la actividad de gestión técnica del sistema gasista en el ámbito de aplicación de la Circular 2/2019, en los términos que establecen las Circulares que regulan sus metodologías de retribución.

El motivo de esta modificación es la necesidad de realizar determinados ajustes en la metodología de cálculo para que pueda contribuir a satisfacer los retos de la transición energética y posibilitar la inversión eficiente en redes.

Asimismo, mediante esta circular se establece la tasa de retribución financiera que resultará aplicable para las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica durante el tercer periodo regulatorio que da comienzo el 1 de enero de 2026 y finaliza el 31 de diciembre de 2031.

Los cambios en la metodología de cálculo serán también aplicables a las actividades del sector gasista en el periodo regulatorio 2027-2032, si bien el valor concreto de la tasa se determinará en una Circular posterior.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

2.1. Antecedentes

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la CNMC debe establecer la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio, así como la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista, para cada periodo regulatorio, modificando a estos efectos el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

En cumplimiento de dicho mandato, con fecha 12 de noviembre de 2019, se aprobó la Circular 2/2019, *por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural*¹.

Para su elaboración, se consideró la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018 en el “Acuerdo por el que se aprueba 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)². Aunque la propuesta concreta se realizaba respecto de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio, se analizaba asimismo su aplicabilidad a la actividad de transporte de gas natural, y la consulta se hizo extensible a las empresas del sector gasista.

En la Circular 2/2019 se estableció la misma tasa de retribución financiera para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2020-2025 (5,58%). Este enfoque fue continuista con el del primer periodo regulatorio, en el que ambas actividades tienen la misma tasa de retribución financiera. En el apartado 9.1 de su Memoria, se justificaba la aplicación de la metodología a las actividades de transporte y regasificación de gas natural, teniendo en cuenta los antecedentes existentes (INF/DE/044/18)². La tasa de retribución financiera que se estableció para las actividades de regasificación y transporte de gas natural fue del 5,44% para el periodo regulatorio 2021-2026.

¹ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-16639>

² https://www.cnmc.es/sites/default/files/2190356_8.pdf

Por otra parte, en el apartado 9.2 de la Memoria de la Circular 2/2019, se enunciaba la adaptación de la metodología a la actividad de distribución de gas natural en los términos que se establezcan en la circular de retribución de dicha actividad. En esos términos, la tasa de retribución financiera que se estableció para la actividad de distribución de gas natural fue del 5,83% para el periodo regulatorio 2021-2026.

El artículo 1.3 de la Circular 2/2019 establece que la tasa de retribución financiera se aplicará en el cálculo de la retribución de las actividades reguladas en los términos que se establezcan en las circulares que regulen la metodología para el cálculo de la retribución de cada actividad.

En este sentido, la Circular 5/2019³, aplicó la tasa de retribución financiera al cálculo de la retribución de la actividad de transporte eléctrico; la Circular 6/2019⁴ al cálculo de la retribución de la actividad de distribución eléctrica, y la Circular 9/2019⁵, al cálculo de la retribución de las actividades de transporte y regasificación de gas natural. En lo relativo a la actividad de distribución de gas natural, la Circular 4/2020⁶ no aplica la tasa de retribución financiera dentro de los parámetros para el cálculo de la retribución. Actualmente esta tasa de retribución financiera únicamente se ha empleado para calcular el precio transitorio de alquiler de los contadores inteligentes.

Por otra parte, cabe indicar que la Circular 4/2019⁷ ha aplicado a la retribución del operador del sistema, la tasa de retribución financiera del transporte y la distribución eléctrica establecida en la Circular 2/2019.

En términos similares, la Circular 1/2020⁸ ha aplicado a la retribución del gestor técnico del sistema gasista, la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y regasificación de gas natural establecida en la Circular 2/2019.

³ Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

⁴ Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

⁵ Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

⁶ Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural.

⁷ Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico.

⁸ Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución del gestor técnico del sistema gasista.

2.2. Normativa aplicable

La Ley 3/2013, de 4 de junio, *de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, *de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural*, establece en su artículo 7.1 que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética, la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio, así como la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista, para cada periodo regulatorio.

Según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la tasa de retribución con cargo al sistema eléctrico y gasista no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, respectivamente, y demás normativa de aplicación.

Excepcionalmente, los referidos valores podrán superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en casos debidamente justificados. En este caso, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la retribución de las actividades se establecerá con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución y gestión técnica y económica del sistema, se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

Para las actividades de transporte y distribución las tasas de retribución financiera aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior. Si este último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, en su artículo 60, establece que en la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, el equilibrio económico y financiero del sistema y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europea establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

No se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, asociados al suministro de gas natural regulado.

Para las actividades de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado con derecho a retribución, las tasas de retribución financieras aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo esta determinación del diferencial, se entenderá prorrogada la tasa máxima de retribución financiera fijada para el periodo regulatorio anterior.

De conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el límite máximo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el tercer periodo regulatorio es el valor de la tasa de retribución financiera del periodo regulatorio anterior, que asciende al 5,58%, dado que no ha sido establecido, hasta el momento, un límite máximo para el tercer periodo regulatorio.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en casos debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante (ver apartados 10 y 11 de esta memoria).

La Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas. Adicionalmente, estableció en su disposición adicional primera la tasa de retribución financiera para transporte y distribución de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2020-2025; en su disposición adicional segunda, la tasa de retribución financiera para transporte y regasificación de gas natural para el periodo regulatorio 2021-2026, y en su disposición adicional tercera, la tasa de retribución financiera para distribución de gas natural para el periodo regulatorio 2021-2026.

3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR

La Ley 3/2013, de 4 de junio, en su redacción dada por el Real Decreto ley 1/2019, establece que la CNMC debe establecer la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio, así como la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista, para cada periodo regulatorio. El actual periodo regulatorio eléctrico termina el 31 de diciembre de 2025, siendo necesario establecer la tasa de retribución financiera de aplicación al periodo regulatorio eléctrico siguiente 2026-2031. Resulta por lo tanto procedente dictar esta Circular para cumplir con la legislación vigente que atribuye esta competencia a la CNMC.

En una Circular posterior, se determinará, con base en la Circular 2/2019 que se modifica mediante esta Circular, la tasa de retribución financiera que resultará aplicable al próximo periodo regulatorio 2027-2032.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, establece que es función de la CNMC establecer la metodología de cálculo del operador del sistema eléctrico y del gestor técnico del sistema gasista. A tal fin, se considera necesario incorporar expresamente a ambas actividades en el ámbito de aplicación de la Circular 2/2019, en los términos que se regulen en las Circulares que establecen la metodología de retribución de estas actividades.

3.1. Evaluación de la metodología de la Circular 2/2019

La Circular 2/2019 supuso un cambio significativo respecto a la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de redes eléctricas y gasistas con respecto al criterio seguido en el periodo regulatorio previo. En particular, se pasó de un enfoque metodológico basado en las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial, a un enfoque basado en el Coste Medio Ponderado del Capital (conocido por sus siglas en inglés como WACC). El enfoque metodológico adoptado en la Circular 2/2019 era, en aquel momento y actualmente, el comúnmente empleado por otros reguladores europeos.

Desde la entrada en vigor de esta metodología, la misma ha funcionado de forma correcta aportando estabilidad regulatoria y reconociendo el coste promedio del capital para que transportistas y distribuidores hayan llevado a cabo las inversiones de redes necesarias, obteniendo una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, tal y como establece la normativa sectorial.

Dentro de los parámetros de la metodología de cálculo del WACC, se considera que algunos de ellos tienen carácter estructural, en la medida en que no se ven significativamente afectados por las condiciones de los mercados financieros ni la coyuntura de los tipos de interés. Estos son la beta, la prima de riesgo de mercado y el ratio de apalancamiento regulatorio. La actual metodología de cálculo de la Circular 2/2019 estima de forma adecuada estos parámetros y captura las diferencias acotadas que pueden producirse entre un periodo regulatorio y otro.

Otros de los parámetros de la metodología de la Circular 2/2019, como la tasa libre de riesgo y el coste de la deuda, tienen un carácter menos estructural, y se ven afectados por las condiciones de los mercados financieros y la coyuntura de los tipos de interés.

A efectos ilustrativos, en el Gráfico 1 se muestra la rentabilidad libre de riesgo R_{LR} fijada en el 2,97% para el periodo regulatorio eléctrico 2020-2025 en la Circular 2/2019, en contraposición con la evolución de la cotización de los bonos del estado a 10 años.

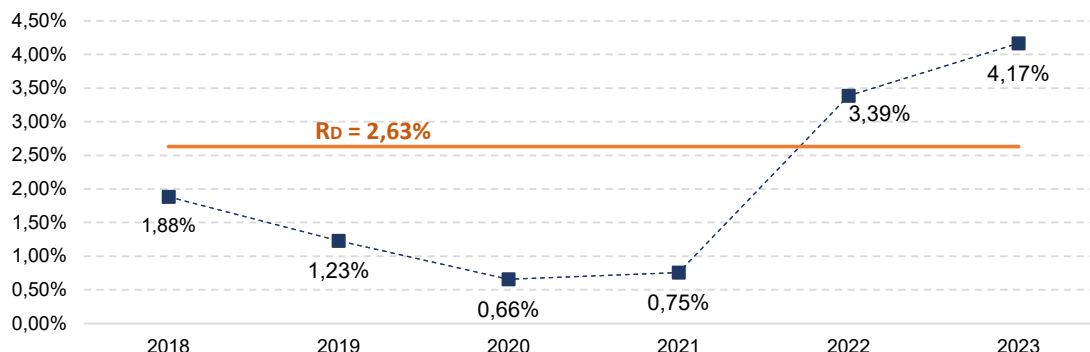
Gráfico 1. Evolución de la cotización de los Bonos del Estado español a 10 años en el periodo 2018-2023 (%) y tasa libre de riesgo fijada para 2020-2025 por la Circular 2/2019.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Bloomberg.

A continuación, en el Gráfico 2 se muestra el coste de la deuda R_D fijado en el 2,63% para el periodo regulatorio eléctrico 2020-2025 en la Circular 2/2019, en contraposición con la evolución anual del coste de la deuda.

Gráfico 2. Evolución del coste de la deuda entre 2018 y 2023 (%) y valor fijado para el coste de la deuda para 2020-2025 por la Circular 2/2019.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Bloomberg.

En la medida en que la tasa de retribución financiera se mantiene fija durante el periodo regulatorio, ésta puede desacoplarse en determinados momentos de la situación coyuntural de los mercados financieros y de los tipos de interés de mercado.

El periodo regulatorio 2020-2025, ha estado caracterizado por situaciones excepcionales como el efecto de la pandemia del COVID, que produjo la intervención del Banco Central Europeo y tipos de interés cercanos al 0% para fomentar la recuperación económica; y en sentido contrario la crisis energética de finales de 2021, junto con la invasión de Ucrania por Rusia en 2022, que determinó que el Banco Central Europeo aumentara en poco más de un año los tipos de interés hasta alcanzar el 4,5% en 2023, los máximos de los últimos 20 años. Además, el Banco Central Europeo ha realizado compras de bonos soberanos y corporativos, dentro de los programas de “Quantitative Easing” APP “Asset Purchase Programme” y PEPP “Pandemic Emergency Purchase Programme”.

En lo relativo a la tasa libre de riesgo, la metodología de la Circular 2/2019 establece la posibilidad de realizar un ajuste por QE, a efectos de corregir el efecto del mecanismo de compra de deuda llevado a cabo por el Banco Central Europeo en la deuda soberana, en el caso de que el periodo de cálculo haya sido significativamente afectado por este efecto, y en ausencia de efectos contrarios derivados de la crisis de la deuda soberana. Por tanto, sin necesidad de cambiar la metodología y puesto que el periodo de cálculo 2018-2023 para el sector eléctrico, y 2019-2024 para el sector del gas, se han visto significativamente afectados por los programas de compras de activos APP y PEPP del Banco Central Europeo, se puede introducir un Ajuste por QE sobre los datos históricos de cotización de los bonos del Estado a 10 años. Se

considera que la actual metodología de cálculo de la Circular 2/2019 sigue siendo válida, procediéndose a su aplicación.

Con respecto al coste de la deuda, se considera por el contrario que la actual metodología de la Circular 2/2019 basada en datos históricos podría no reflejar adecuadamente el contexto financiero para el siguiente periodo retributivo: ello es debido a que los parámetros considerados han presentado una elevada volatilidad durante este periodo, debido a eventos excepcionales como la pandemia derivada del Covid-19 y la invasión de Ucrania, y se han visto afectados por los programas de compras de activos del Banco Central Europeo.

3.2. Identificación de los fines y objetivos perseguidos

La Circular tiene como finalidad realizar determinados ajustes en la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera, establecida en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre.

Asimismo, teniendo en cuenta que el segundo periodo regulatorio en el sector eléctrico finaliza el 31 de diciembre de 2025, su objetivo es determinar, en el marco de esta metodología, la tasa que resulte aplicable para las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica durante el tercer periodo regulatorio, comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2031.

Los ajustes en la metodología de cálculo serán también aplicables a las actividades del sector gasista en el periodo regulatorio 2027-2032, si bien su tasa de retribución financiera se determinará en una Circular posterior.

3.3. Adecuación a los principios de buena regulación

Esta propuesta de Circular se adecúa a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Estos principios son necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia.

En particular, en cuanto a los principios de necesidad y eficiencia, esta Circular está justificada por una razón de interés general, se basa en una identificación clara de los fines perseguidos y es el instrumento más adecuado para garantizar su consecución. En concreto, a través de esta Circular se da cumplimiento a lo establecido en el artículo 7, apartado 1 g) y h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y se contribuye a cumplir asimismo con lo establecido en la letra i) del mismo artículo.

Esta Circular es acorde con el principio de proporcionalidad al contener la regulación necesaria e imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados. Asimismo, se ajusta al principio de seguridad jurídica materializando lo establecido en la Ley 3/2013, de 4 de junio.

En cuanto al principio de transparencia, la Circular se dicta de conformidad con el artículo 30 de la Ley 3/2013, previo trámite de audiencia. Asimismo, aparte de la comunicación pública previa del calendario de circulares de carácter normativo realizada en 2024 por la CNMC (que incluía la referencia a esta circular), cabe destacar que se consideró oportuno en esta materia concreta realizar una consulta pública previa más específica, que fue publicada el 9 de mayo de 2024.

Por último, con respecto al principio de eficiencia, las medidas regulatorias se dictan considerando la información disponible en la CNMC, obtenida principalmente a través de la base de datos de información económico-financiera Bloomberg, y no implican nuevas cargas administrativas. La tasa de retribución financiera se calcula considerando la retribución correspondiente a una empresa eficiente y bien gestionada, con criterios de eficiencia económica, y que desarrolla una actividad de bajo riesgo.

3.4. Inclusión en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013

Con fecha 21 de diciembre de 2023 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia comunicó al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una previsión de las circulares de carácter normativo con inicio de tramitación prevista en 2024, señalando dentro de dicha previsión la presente Circular. Esta previsión fue publicada en el sitio web de la CNMC el 17 de enero de 2024.

4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

4.1. Estructura de la Circular

La Circular consta de preámbulo, 3 artículos y una disposición final.

El artículo 1 contiene el objeto y el artículo 2 las modificaciones en la Circular 2/2019. En el artículo 3 se detallan los valores obtenidos aplicando la metodología de la Circular 2/2019 con las modificaciones del artículo 2, para las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de electricidad en el período 2026-2031. La disposición final indica su entrada en vigor.

4.2. Principales novedades introducidas por la propuesta de norma

La Circular tiene como finalidad realizar determinados ajustes en la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera, establecida en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, para que pueda contribuir a satisfacer los retos de la transición energética y posibilitar la inversión eficiente en redes.

Dentro de los ajustes realizados, la principal novedad introducida está en el cálculo del coste de la deuda. En el periodo regulatorio anterior, el coste de la deuda estaba basado únicamente en valores históricos. Sin embargo, los parámetros utilizados para calcular el coste de la deuda han presentado una elevada volatilidad durante este periodo de cálculo, debido en parte a eventos excepcionales como la pandemia derivada del Covid-19 y la invasión de Ucrania, y se han visto afectados por los programas de compras de activos del Banco Central Europeo, lo que ha justificado el cambio a una metodología que combina datos históricos y futuros con el objetivo de tener una mejor estimación de las condiciones de financiación de este periodo regulatorio.

Asimismo, se introduce otra novedad también relacionada con el coste de la deuda y que consiste en la incorporación de costes adicionales a la misma. En particular, los costes de transacción de emisiones de deuda y el *cost-of-carry*.

Adicionalmente, se incluyen las actividades de operación del sistema eléctrico y gestión técnica del sistema gasista, de forma expresa dentro del ámbito de aplicación de la Circular, y se precisa que en el sector gasista la metodología aplica a las actividades vinculadas a la distribución de gas.

También se realizan ajustes para corregir las referencias al segundo periodo regulatorio contenidas en determinados artículos de la Circular 2/2019. La metodología de cálculo de la Circular 2/2019 no se limita al segundo periodo regulatorio, sino que tiene carácter permanente para sucesivos periodos regulatorios, tal y como se establece en el artículo 3. Por este motivo, se elimina la palabra “segundo” de todas las referencias al “segundo periodo regulatorio”.

Por otra parte, la Circular procede a aplicar la metodología de cálculo para determinar la tasa de retribución financiera aplicable al siguiente periodo regulatorio eléctrico 2026-2031.

En lo que respecta a la aplicación de la metodología de cálculo, destaca que se ha realizado un Ajuste por QE en la tasa libre de riesgo, cuya posibilidad está prevista en el artículo 7.2 de la Circular 2/2019, para corregir el efecto que el mecanismo de compra de deuda llevado a cabo por el Banco Central Europeo

ha tenido en la rentabilidad libre de riesgo a lo largo del periodo de cálculo, y considerando que no se han producido efectos contrarios derivados de la crisis de deuda soberana. En el anterior periodo regulatorio, no se aplicó ningún ajuste por QE en la tasa de retribución financiera del periodo 2020-2025 eléctrico, mientras que fue de 80 p.b. en la tasa de retribución financiera del periodo 2021-2026 gasista.

Otra novedad en la aplicación de la metodología de cálculo es la superación del límite máximo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que se justifica en esta memoria, y respecto de lo cual se ha solicitado el informe preceptivo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Por último, se modifica la redacción sobre la estimación del coeficiente beta para las actividades vinculadas a la distribución de gas natural para que tenga un alcance más general. La decisión sobre la beta de las actividades vinculadas a la distribución de gas natural para el siguiente periodo regulatorio se adoptará en la Circular que la CNMC tramitará posteriormente, para establecer la tasa de retribución financiera de las actividades del sector gasista para el periodo 2027-2032.

4.3. Vigencia de la norma

Esta circular presenta vigencia indefinida.

Este periodo regulatorio para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica es el comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2031.

5. NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS

A través de esta Circular se modifica la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.*

6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

6.1. Comunicación previa pública

En fecha 21 de diciembre de 2023, la CNMC envió al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el plan para la tramitación de las circulares a desarrollar por la CNMC, en cumplimiento del procedimiento establecido en el artículo 1.3 del Real Decreto-ley 1/2019. En lo que se refiere a la propuesta de circular por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera, la CNMC indicó lo siguiente:

Cuadro 1. Extracto de la previsión de circulares de desarrollo normativo de la CNMC para 2024 en aplicación del RDL 1/2019 comunicada por la CNMC al Ministerio

Circular de desarrollo normativo (art.1 RDL 1/2019)	Descripción	Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)	Fecha prevista de adopción
Propuesta de Circular por la que se modifica la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.	Tiene por objeto establecer la tasa de retribución financiera para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica en el tercer periodo regulatorio, 2026 – 2031. Se modificará la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, para realizar determinados ajustes en la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera, para adaptarla a los retos de la transición energética, y posibilitar la inversión eficiente en redes.	01.12.2024	31.10.2025

Fuente: CNMC.

En fecha 17 de enero de 2024, la CNMC procedió a realizar comunicación previa pública en la página web del organismo del calendario de circulares de carácter normativo cuya tramitación se inicia en 2024, entre las que se encontraba la previsión de esta circular. El 19 de abril de 2024 se publicó una actualización del calendario para añadir otras circulares normativas a tramitar.

Por medio de estas dos publicaciones, se realizó la consulta pública previa, identificando de manera expresa la necesidad, descripción y objetivos de las circulares, teniendo los agentes la posibilidad de aportar consideraciones previas desde dicha publicación, como así han realizado diversos agentes.

6.2. Segunda consulta pública específica

Sin perjuicio de lo anterior, se consideró oportuno en esta materia de la tasa, realizar una segunda consulta pública más específica, formulando expresamente un conjunto de cuestiones a los agentes que la CNMC consideró de interés para

formular la propuesta de modificación de la Circular 2/2019. Esta consulta pública específica se inició el 9 de mayo de 2024 (CIR/DE/002/24), disponiendo los agentes hasta el día 10 de junio de 2024 para remitir observaciones.

Las cuestiones formuladas a los agentes en la consulta pública específica y sobre las que se recibieron alegaciones trataron sobre la tasa libre de riesgo, el coste de la deuda y el enfoque general de la metodología. Asimismo, se incluyeron cuestiones sobre las que se recibieron algunas reflexiones. En particular sobre la posibilidad de introducir mecanismos de actualización de la tasa de retribución financiera durante el periodo regulatorio, previa modificación legal, y sobre mecanismos que consideren la diferencia entre la base de activos histórica y las nuevas inversiones.

Sobre el tratamiento de la tasa libre de riesgo se recibieron alegaciones con relación a utilizar bonos del Estado a mayor plazo y a variar la duración del periodo de datos empleado para su cálculo. Asimismo, se hicieron propuestas para ajustar la metodología de cálculo, entre ellas, aplicar un ajuste por *Quantitative Easing*, utilizar futuros del bono del Estado a 10 años, o aplicar un ajuste para tener en cuenta que en la tasa libre de riesgo se utilizan bonos a 10 años, mientras que el informe DMS, utilizado para determinar la prima de riesgo de mercado, utiliza bonos a distintos plazos.

En cuanto al coste de la deuda, se recibieron alegaciones sobre utilizar datos de IRS⁹ a mayor plazo. Además, se propuso variar la duración del periodo de datos, ampliándolo, reduciéndolo, acercándolo al inicio del periodo regulatorio o ponderando los años utilizados. Con relación al cálculo del coste de la deuda se recibieron alegaciones sobre alternativas a la metodología actual, como utilizar únicamente IRS + CDS¹⁰ sin tener en cuenta emisiones, utilizar la tasa libre de riesgo y una prima de riesgo de la deuda o utilizar un enfoque mixto o prospectivo; asimismo se propuso el reconocimiento de los costes de transacción asociados a las emisiones de deuda y la aplicación de un ajuste por tipos de interés elevados o inflación. Además, en el cálculo del coste de la deuda se realizaron alegaciones específicas sobre el sector de gas, en concreto, se propuso considerar un coste de deuda adicional en la actividad de distribución

⁹ IRS (Interest Rate Swap) es el tipo de la curva swap del euro, que intercambia un tipo de interés variable (Euribor), por un tipo fijo. Es una curva de tipos líquida utilizada por entidades financieras, que refleja riesgo interbancario. Asimismo, es el tipo de interés de referencia en las emisiones a tipo fijo.

¹⁰ CDS (Credit Default Swap) es un seguro de riesgo de crédito, utilizado como cobertura de riesgo de impago de la deuda emitida por un determinado emisor. Los CDS aportan información acerca de la percepción del riesgo crediticio de un emisor de deuda en un momento concreto. La evolución de los CDS de las empresas permite observar la percepción del riesgo de los mercados con sus consecuentes implicaciones en el coste de financiación de las mismas a corto plazo y de su estructura financiera a medio y largo plazo.

alegando que estas empresas tienen un rating inferior a los comparadores utilizados; asimismo, se propuso adecuar los comparadores al perfil de empresas titulares de instalaciones en el sector del gas, en concreto, en regasificación, indicando que distan de un perfil de inversor europeo.

Con relación a otros parámetros utilizados en el cálculo de la tasa de retribución financiera; por un lado, se recibieron observaciones generales relativas a acercar el periodo de observaciones al periodo regulatorio y a ponderar con mayor peso datos de periodos más recientes. Por otro lado, sobre parámetros específicos, se recibieron alegaciones sobre la prima de riesgo de mercado proponiendo utilizar la media aritmética del informe DMS o actualizar su valor sobre la base de estudios de mercado y comparativas con otros sectores regulados y países. Además, se alegó sobre el ratio de apalancamiento en el sentido de utilizar el valor directamente obtenido del promedio de los comparadores o una media simple. Asimismo, sobre la beta se propuso reconocer explícitamente un mayor riesgo en la actividad de distribución de gas.

Por último, sobre las reflexiones en cuanto a mecanismos de actualización intraperiodo de la tasa de retribución financiera y de diferenciación entre la base de activos histórica y las nuevas inversiones; en ambos casos la gran mayoría de las alegaciones se posicionaron en contra.

En el caso de mecanismos de actualización intraperiodo, se alegó que reduciría la estabilidad sobre la retribución de las empresas reguladas; que introduciría incertidumbre para la toma de decisiones de inversión y que podría complicar y encarecer la financiación. En este sentido, los agentes indicaron que el importante volumen de inversiones necesario para la transición energética requiere de periodos regulatorios con certidumbre y estabilidad regulatoria, de forma que se conozca la TRF ex-ante. Los escasos agentes que contemplaron la posibilidad de introducir un mecanismo de actualización intraperiodo lo plantearon solamente ante variaciones muy significativas de las condiciones económicas o circunstancias muy excepcionales; en las cuales se activase un *trigger* cuando el margen sobre el valor de la TRF fuera superior a un umbral determinado, y se dispusiera de un *cap/floor*.

Una vez finalizado el plazo para la formulación de las observaciones a la consulta pública específica algunos agentes han presentado nuevos escritos de alegaciones. En ellos, entre otras cuestiones, estos agentes modifican su posición inicial y pasan a considerar jurídicamente adecuado el establecimiento de mecanismos de revisión intraperiodo de la tasa de retribución financiera. En cuanto a la introducción de mecanismos que diferencien la base de activos histórica y las nuevas inversiones, los agentes alegaron que podrían establecerse criterios discriminatorios entre compañías o actividades. Que el

coste de capital es el mismo para financiar una nueva inversión o para refinanciar una inversión acometida en el pasado. Además, señalaron que no concurrían circunstancias nuevas, respecto a las consideradas en su momento, que justificasen un cambio de metodología.

Como resultado de la segunda consulta pública específica y en línea con las alegaciones recibidas, se ha considerado oportuno introducir un ajuste por QE (*Quantitative Easing*) en el cálculo de la tasa libre de riesgo y un enfoque mixto, que tenga en cuenta datos históricos y futuros, en la metodología de cálculo del coste de la deuda.

Los agentes se han posicionado en contra de la posibilidad de establecer, previa modificación legal, mecanismos de revisión intraperiodo de la tasa de retribución financiera. La CNMC ha tenido en cuenta, en la modificación de la Circular 2/2019, que la tasa de retribución financiera se mantiene fija durante un periodo regulatorio de 6 años. Por lo tanto, no puede basarse en datos de un periodo de cálculo corto que reflejen una coyuntura puntual de tipos de interés, sino que debe incorporar en su cálculo valores promedios amplios que incorporen distintas coyunturas.

Una tasa de retribución financiera fija durante 6 años aporta estabilidad regulatoria, pero también puede desacoplarse de la situación de los mercados financieros. El mantenimiento de una tasa de retribución financiera fija durante un periodo regulatorio de 6 años, plazo legalmente establecido en España, no es práctica generalizada de los reguladores energéticos europeos. La duración de los periodos regulatorios es generalmente más corta (4 o 5 años), y en muchos casos existen mecanismos de revisión intraperiodo de la tasa de retribución financiera, o bien se actualizan anualmente uno o varios de los parámetros de la fórmula del WACC.

Austria, Bélgica (región Bruselas), Dinamarca, Finlandia, Gran Bretaña, Italia, Noruega, Países Bajos y Portugal tienen implementados mecanismos de revisión intraperiodo, o actualizan anualmente uno o varios parámetros de la fórmula del WACC.

6.3. Solicitud de información

Como resultado de la segunda consulta pública específica, algunas empresas indicaron que dentro del coste de la deuda se debería de incluir un componente que reflejara los costes de transacción asociados a la emisión de ésta. Con el objetivo de analizar esta propuesta, con fecha 11 de julio de 2024 se enviaron oficios a las empresas reguladas españolas, cuyas sociedades matrices son comparadores según el artículo 4 de la Circular 2/2019, y cuyos grupos de

sociedades han emitido deuda con las características (moneda en euros y plazo entre 8 y 12 años) alineadas con el artículo 10 de la Circular 2/2019, disponiendo hasta el día 26 de julio de 2024 para enviar la información requerida. La petición de información no se hizo extensible a los comparadores fuera de la competencia de la CNMC.

Los datos obtenidos en esta petición de información se han utilizado para establecer los costes adicionales de la deuda.

6.4. Orientaciones de política energética

Por otro lado, a través de la Orden TED/1193/2024, de 30 de octubre,¹¹ el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico estableció las orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en relación con la propuesta de modificación de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

Dichas orientaciones son las siguientes:

- 1. La fórmula aplicada para el cálculo de la tasa de retribución financiera deberá respetar y garantizar la estabilidad regulatoria y se deberán cumplir los principios establecidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico. Asimismo, la fórmula deberá tener en cuenta que las inversiones en infraestructuras se producen en un contexto de aceleración de la transición energética a nivel global, en particular en Europa, con una alta competencia para el acceso a los mercados de capitales.*
- 2. Orientaciones en relación con el fomento de la producción y consumo de gases procedentes de fuentes renovables:*
La Tasa de Retribución financiera aplicable a los activos asociados al transporte y distribución de gases procedentes de fuentes renovables, deberá fomentar la inversión y construcción de activos eficientes y rentables.
- 3. Orientaciones en relación con las redes para conexión de producción y consumo de electricidad.*

¹¹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-22446

- a. *En el diseño de la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera se considerará la posibilidad de modificar la metodología de cálculo de la rentabilidad libre de riesgo, así como la metodología de cálculo del coste de la deuda, especialmente buscando suavizar el efecto de los eventos excepcionales del pasado (2018-2023) en la determinación de la rentabilidad libre de riesgo y del coste de la deuda durante el periodo regulatorio futuro (2026-2031). De esta forma, se establecerán las señales adecuadas para incentivar las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en especial para atender la creciente demanda eléctrica vinculada a la movilidad libre de emisiones, la electrificación de la industria y el despliegue de los nuevos vectores energéticos, al mismo tiempo que facilite la integración de energía renovable para dar cobertura a esa nueva demanda.*
- b. *En todo caso, el valor de la tasa de retribución financiera ponderará de manera equilibrada la consecución de las inversiones necesarias para la transición energética con la contención de los costes soportados por los consumidores, de forma que la señal de precio para la electrificación no se vea penalizada.*

4. *Orientaciones en relación con la descarbonización de la economía española: La tasa elegida no deberá incentivar la construcción de nuevas infraestructuras relacionadas con los combustibles fósiles.*

6.5. Límite máximo

Según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la tasa de retribución con cargo al sistema eléctrico y gasista no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, respectivamente, y demás normativa de aplicación.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior. Si este

último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

De conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el límite máximo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el tercer periodo regulatorio es el valor de la tasa de retribución financiera del periodo regulatorio anterior, que asciende al 5,58%, dado que no ha sido establecido, hasta el momento, un límite máximo para el tercer periodo regulatorio.

Excepcionalmente, según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, los referidos valores podrán superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en casos debidamente justificados. En este caso, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

La tasa de retribución financiera que se establece en esta Circular, del 6,58%, es superior al 5,58%, y supera por lo tanto el límite establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En el apartado 10, se motiva la necesidad de superar este límite, y en el apartado 11.1, se hace constar el impacto económico de la tasa que se propone, respecto al límite del 5,58%.

6.6. Informe del Ministerio para la transición Ecológica y el Reto Demográfico

Con fecha 4 de julio de 2025, la CNMC remitió la propuesta de Circular y memoria explicativa al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en cumplimiento del artículo 1.4 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, así como para recabar el informe previo en relación con la superación del límite de la tasa, según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio. No se ha recibido informe del citado Ministerio.

6.7. Trámite de audiencia

Con fecha 4 de julio de 2025, y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la *“Circular xx/2025, de xx de xx, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural y se establece la tasa de retribución financiera*

aplicable a las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica en el periodo regulatorio 2026-2031” y su memoria se enviaron al Consejo Consultivo de Electricidad y al Consejo Consultivo de Hidrocarburos, a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas hasta el 4 de agosto de 2025. Adicionalmente, en la misma fecha, se abrió el trámite de consulta pública mediante su publicación en la página web de la CNMC, e indicándose expresamente que todos los comentarios recibidos se considerarían públicos salvo que expresamente se indicase lo contrario.

Una vez concluido el plazo, se han recibido comentarios de los siguientes agentes:

- En el ámbito de las empresas del sector eléctrico, se han recibido alegaciones de Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), Iberdrola España, S.A.U. (IBERDROLA), I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U. (I-DE), UFD Distribución Electricidad, S.A. (UFD), Endesa, S.A. (ENDESA), EDP España, S.A.U. (EDP), y Eléctrica Conquense Distribución, S.A.U. (ELÉCTRICA CONQUENSE).
- En el ámbito de las empresas del sector gasista, se han recibido alegaciones de Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG), Regasificadora del Noroeste, S.A. (REGANOSA), la Planta de Regasificación de Sagunto (SAGGAS), Enagás Transporte, S.A.U. (ENAGAS), Gas Natural Transporte SDG, S.L. (GNT), Madrileña Red de Gas, S.A. (MRG), Nedgia, S.A. (NEDGIA), Nortegas Energía Distribución, S.A. (NORTEGAS) y Redexis, S.A. (REDEXIS).
- En el ámbito de las asociaciones, se han recibido alegaciones de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC), la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica (CIDE), la Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME), la Asociación Española del Gas (SEDIGAS), la Unión de Empresas Siderúrgicas (UNESID), la Asociación de Empresarios del Henares (AEDHE), la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE), la Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización (AFEC), la Asociación de Productores y Distribuidores de Energía de Galicia (APYDE), la Asociación de Promotores Inmobiliarios de Madrid (ASPRIMA), la Asociación para la Transición Energética (ATE), la Confederación Empresarial de Bizkaia (CEBEK), la Confederación Empresarial de Madrid-CEOE (CEIM), la Confederación de Organizaciones Empresariales (COEBA), la Confederación Nacional de Asociaciones de Empresas Instaladoras y Mantenedoras de Energía y Fluidos (CONAIF), la Confederación Empresarial Vasca (CONFEBASK), la Confederación Empresarial de la

Comunitat Valenciana (CEV), la Confederación Regional Empresarial Extremeña (CREEX), la Confederación Regional de Organizaciones Empresariales de Murcia (CROEM), la Asociación ENTRA Agregación y Flexibilidad (ENTRA), España Verde y Conectada, la asociación Gas Industrial y la Organización Empresarial de Logística y Transporte (UNO Logística).

- En el ámbito de las empresas dedicadas a las actividades de generación renovable, cogeneración y residuos, se han recibido alegaciones de carácter general de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA).
- En el ámbito de las Administraciones Públicas, se han recibido alegaciones del Ente Vasco de la Energía (EVE), de la Generalitat Valenciana (GVA), del Gobierno de Aragón, de la Junta de Castilla y León, del Gobierno de La Rioja, de la Región de Murcia y de la Junta de Andalucía.
- Por su parte, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) y la Dirección General de Consumo han manifestado no tener ningún comentario sobre el documento de consulta pública.

En cuanto a la confidencialidad de las alegaciones presentadas, AELEC, BBG, CROEM, ENAGÁS, GNT, MRG, NEDGIA, NORTEGAS, REDEXIS y REE han declarado su documento confidencial.

Como valoración global de la consulta pública, las empresas han valorado positivamente su realización. Varios agentes coinciden con el objetivo de ajustar la metodología vigente de la TRF para afrontar los restos de la transición energética y posibilitar la inversión eficiente en redes. Así como con la continuidad del uso del enfoque metodológico basado en el WACC.

En cuanto a la modificación de la metodología en el cálculo del coste de la deuda, algunos agentes consideran positivo incorporar un enfoque mixto entre deuda histórica y estimaciones futuras, así como distinguir entre inversiones ordinarias e incrementales. Asimismo, varios agentes valoran positivamente que la metodología incluya una estimación de los costes adicionales de la deuda.

A continuación, se resumen las alegaciones más destacadas, y se realiza su valoración. Cabe señalar que hay agentes que, además de presentar alegaciones sobre la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera, han enviado alegaciones o reflexiones relacionadas con temas que exceden de este ámbito, como el modelo retributivo de distribución eléctrica o el límite de inversión existente en redes eléctricas. Dichas alegaciones no se incluyen en el siguiente resumen. Respecto a las alegaciones relacionadas con la TRF de gas, la valoración de aquellas relacionadas con el cálculo del coeficiente de

disminución del inmovilizado d y del parámetro beta para las actividades vinculadas a la distribución de gas se realizará en la Circular por la que se establezca la tasa de retribución financiera de las actividades de regasificación, transporte, gestión técnica del sistema y de las actividades vinculadas a la distribución de gas natural, para el periodo regulatorio 2027-2032 en aplicación de la Circular 2/2019. Esta circular se recoge en el calendario de circulares de carácter normativo en materia de energía cuya tramitación tiene previsto la CNMC iniciar en 2025.

7. VALORACIÓN DE LAS ALEGACIONES

7.1. Alegaciones de carácter general

De forma general, los agentes alegan que la TRF establecida en la propuesta de Circular es insuficiente para atraer las inversiones necesarias en redes eléctricas, especialmente en un contexto de transición energética que exige inversiones significativas y simultáneas en varias geografías. En este sentido, señalan que la TRF no cubre el coste de capital ni incentiva la electrificación; por tanto, la falta de inversión en redes, con la consecuente falta de capacidad de acceso y conexión, afecta al desarrollo de proyectos estratégicos. Subrayan que las Comunidades Autónomas con perfil industrial son especialmente vulnerables a estos efectos y que la falta de capacidad de red también afecta negativamente a otros sectores como el urbanismo, el autoconsumo o la generación distribuida. Asimismo, advierten que una TRF inadecuada puede obstaculizar la descarbonización, el cumplimiento de los objetivos del PNIEC y la seguridad energética. También hacen referencia a la sostenibilidad del sistema eléctrico, indicando que es necesario encontrar un equilibrio para que los costes soportados por los consumidores no se disparen. Por otro lado, destacan que la TRF propuesta es inferior a la de otros países europeos, situando a España en desventaja competitiva. Por todo lo anterior, entre las propuestas, los agentes solicitan una TRF en el entorno del 7,5% - 8,0%; o incluir un diferencial sobre el WACC o la TRF para incentivar inversiones.

Respecto a esta alegación, la CNMC considera que la metodología para el cálculo de la TRF, basada en el WACC y establecida en la Circular 2/2019, ha funcionado de forma correcta, aportando certidumbre, estabilidad regulatoria, fomentando las inversiones necesarias y permitiendo obtener una retribución adecuada. La TRF propuesta parte de esta metodología, a la que se introducen ajustes con los que la TRF aumenta significativamente respecto al periodo regulatorio anterior. Concretamente, el valor de la TRF pasa del 5,58% en el periodo regulatorio anterior a un 6,58% en el nuevo periodo regulatorio, tras las

modificaciones incorporadas después del trámite de audiencia. En cuanto a la comparación del valor de la TRF con el existente en otros Estados Miembros de la UE, debe señalarse que dichos valores no son directamente comparables por una serie de motivos. Las diferencias responden, entre otros factores, al momento de inicio de cada periodo regulatorio, a la duración de dichos periodos, que difiere de unos países a otros, y a la existencia o no de mecanismos de actualización anual o de revisiones intraperiodo de la TRF. Adicionalmente, los marcos retributivos nacionales de las actividades reguladas de redes presentan particularidades y diferencias relevantes. Por todo ello, la comparación aislada de las tasas nominales entre países puede conducir a conclusiones erróneas si no se tiene en cuenta el contexto metodológico y regulatorio específico en el que cada tasa se determina. En este sentido, el Consejo Europeo de Reguladores de la Energía (CEER), en sus informes anuales “Regulatory Frameworks for European Energy Networks” (RFR) no publica las tasas de retribución financiera que aplica cada regulador para cada actividad sino únicamente los parámetros desagregados para evitar comparaciones que pudiesen conducir a error.¹²

Un agente destaca que la TRF propuesta se aleja de la resultante de la metodología sin realizar ajustes. Alega que no se aporta una justificación suficiente, con las implicaciones que conlleva para los consumidores un aumento de retribución.

Sobre esta alegación, la CNMC subraya que esta Circular modifica la metodología de cálculo establecida en la Circular 2/2019 para algunos parámetros que tienen un carácter menos estructural y se han visto afectados por las condiciones de los mercados financieros y la coyuntura de los tipos de interés. Considera, además, que esta modificación cumple con las Orientaciones de Política Energética a la CNMC y que, en particular, y como se señala en dicha Orden, el valor de la TRF pondera de manera equilibrada la consecución de las inversiones necesarias para la transición energética con la contención de los costes soportados por los consumidores, de forma que la señal de precio para la electrificación no se vea penalizada.

Por otro lado, algunos agentes apoyan la metodología propuesta para el cálculo de la TRF, indicando que ésta debe mantenerse alineada con la naturaleza de bajo riesgo de la actividad y la estabilidad requerida por los consumidores.

¹² De acuerdo con la página 8 del RFR de 2024 (énfasis añadido): “*CEER considers that in a system with a mature regulatory framework, the regulatory review will generally be a package of different decisions that need to form a coherent whole. As tariff regulation schemes are highly complex, **a direct comparison of certain parameters, such as capital costs, is difficult and should only be done in the context of the whole regulatory system***”.

Además, subrayan que, aunque la Circular fije la TRF, no determina la rentabilidad antes de impuestos.

Sobre este comentario, la CNMC considera que la rentabilidad de una empresa que desarrolla una actividad regulada efectivamente no sólo depende de la TRF sino también de otros aspectos contemplados en su marco retributivo. Además, si la empresa obtiene eficiencias en CAPEX u OPEX puede obtener una rentabilidad mayor a la de la TRF lo que constituye un incentivo a su mejor gestión. En todo caso, esas eficiencias se comparten con el consumidor en ese periodo regulatorio o en el siguiente. Además, se considera que la TRF permite una rentabilidad razonable para una actividad de bajo riesgo de acuerdo con lo establecido en la normativa sectorial y pondera, de manera equilibrada, la consecución de las inversiones necesarias para la transición energética con la contención de los costes soportados por los consumidores.

Con relación al cumplimiento de las Orientaciones de Política Energética (OPE), salvo un agente, en general consideran que la propuesta de TRF no está suficientemente alineada con las mismas, pudiendo enviar una señal contraria en cuanto a incentivar la electrificación y atracción de capital. Señalan que la metodología no contempla el contexto de alta competencia por recursos financieros, ni suaviza adecuadamente los impactos de eventos excepcionales en el cálculo de la rentabilidad libre de riesgo y del coste de la deuda; además, algunos agentes consideran que, en lugar de incentivar las actividades de transporte y distribución eléctrica, penaliza al sistema gasista.

Respecto a esta alegación, la CNMC considera que las modificaciones introducidas a la metodología de cálculo de la TRF permiten cumplir con las OPE. En primer lugar, y al respecto de la orientación sobre el respeto y garantía de la estabilidad regulatoria, la metodología de la propuesta, sin perjuicio de los oportunos ajustes, es continuista con la del periodo anterior, la cual se considera que ha funcionado de forma adecuada. Al respecto de la orientación sobre la realización de inversiones en un contexto de aceleración de la transición energética a nivel global, cabría considerar que la tasa de retribución financiera que se propone (6,58%) aumenta significativamente con respecto a la del periodo precedente (5,58%), debiéndose en gran parte el incremento a los ajustes de la propuesta en la metodología. Las orientaciones se refieren asimismo a la modificación de la metodología de cálculo de la rentabilidad libre de riesgo, así como la metodología de cálculo del coste de la deuda, especialmente, buscando suavizar el efecto de los eventos excepcionales del pasado en la determinación de la rentabilidad libre de riesgo y del coste de la deuda. Con ese objetivo, se ha actualizado el valor del QE considerado en la rentabilidad libre de riesgo respecto al aprobado en la Circular 2/2019, y se ha

modificado la metodología de cálculo del coste de la deuda establecida en dicha Circular. Estos cambios, junto con la revisión del ratio de apalancamiento, la incorporación de los costes adicionales de la deuda y la actualización del resto de parámetros, permiten obtener una TRF que proporciona las señales adecuadas para incentivar las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Finalmente, al calcular una tasa de retribución financiera para una actividad de bajo riesgo, se están ponderando de manera equilibrada la consecución de las inversiones necesarias para la transición energética con la contención de los costes soportados por los consumidores, de forma que la señal de precio para la electrificación no se vea penalizada.

Sobre la posibilidad de realizar revisiones intraperiodo a la TRF, algún agente sugiere poder realizar revisiones en casos excepcionales. No obstante, respecto a este tema, la CNMC considera que una TRF fija durante seis años aporta estabilidad regulatoria, aunque podría desacoplarse de la situación de los mercados financieros. Las ventajas e inconvenientes de las revisiones intraperiodo, así como la evidencia internacional de otros reguladores, se describe con detalle en el apartado 6.2.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Por otro lado, cabe señalar que algunos agentes han solicitado la convocatoria formal del Consejo Consultivo de Electricidad con el objetivo de tratar aspectos de la Circular. Sobre esta solicitud, se señala que la CNMC ha optado por la tramitación de la audiencia del Consejo Consultivo de Electricidad a través de un procedimiento escrito, iniciado mediante la comunicación remitida del Secretario del Consejo Consultivo de Electricidad con fecha 4 de julio de 2025. La tramitación de la circular debe realizarse de manera urgente, dado que la norma debe ser adoptada y publicada en el BOE antes del 31 de diciembre de 2025.

A continuación, se resumen las alegaciones relacionadas con la TRF del sector del gas, si bien, como se ha señalado anteriormente, la valoración de aquellas relacionadas con el cálculo del coeficiente de disminución del inmovilizado d y del parámetro beta para las actividades vinculadas a la distribución de gas se realizará en la Circular por la que se establezca la tasa de retribución financiera de las actividades de regasificación, transporte, gestión técnica del sistema y de las actividades vinculadas a la distribución de gas natural, para el periodo regulatorio 2027-2032 en aplicación de la Circular 2/2019.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

7.2. Alegaciones por componente de la tasa de retribución financiera

7.2.1. Sobre la aplicación de la metodología

Con relación a los comparadores utilizados, algunos agentes alegan que no debería incluirse Électricité de France (EDF). Entre los motivos señalan, por un lado, que en 2022 el gobierno francés anunció su plan de nacionalización y, por tanto, ya no opera en un entorno de mercado comparable al resto de empresas cotizadas y presenta diferencias para el acceso a la financiación; y, por otro lado, por falta de datos. Respecto a esta alegación, la CNMC sí considera adecuado incluir a EDF puesto que, si bien a fecha 31 de diciembre de 2023 ya no tenía datos en Bloomberg, ni estaba incluida en el índice STOXX, sí que disponía de datos hasta mayo de 2023. Es decir, se dispone de datos de EDF de casi 5 años y medio, respecto a los 6 años considerados para los demás comparadores.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

En cuanto a la TRF propuesta para el periodo regulatorio 2026-2031, algunos agentes señalan que su diferencia con respecto al rendimiento del bono del Estado a 10 años es inferior que la resultante con la TRF del periodo regulatorio 2020-2025. Señalan que esta reducción no se ajusta al contexto financiero actual ni a las OPE, añaden que otros países europeos cuentan con diferenciales superiores, y proponen mantener un diferencial en línea con el valor que tenía en el periodo regulatorio 2020-2025.

En lo que se refiere a este comentario, la CNMC recuerda que la retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica se calculaba, bajo los marcos retributivos del Real Decreto 1047/2013 y el Real Decreto 1048/2013, como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años incrementada en un diferencial, el cual no se basaba en una metodología de cálculo determinada. Desde 2020 se emplea una metodología basada en el coste medio ponderado del capital. El resultado que se obtiene con esta metodología no tiene por qué ser equivalente a mantener un diferencial fijo y constante en el tiempo respecto al bono del Estado a 10 años. Por definición, el bono del Estado a 10 años evolucionará durante los 6 años del periodo regulatorio, mientras que la TRF se mantiene constante durante esos años.

7.2.2. Sobre el ratio de apalancamiento

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Algunos agentes consideran que el cálculo del ratio de apalancamiento debe acompañarse de otros ajustes, por coherencia metodológica. En particular, señalan que en el cálculo del coeficiente beta se aplica un filtro de liquidez que no se aplica para este ratio. Asimismo, indican que si se mantiene el coeficiente de reducción “d” en el cálculo del coste de la deuda, debería ajustarse el ratio de apalancamiento a través de un coeficiente equivalente para no penalizar doblemente a las inversiones de mantenimiento. Sobre este punto, la CNMC considera que en el cálculo del ratio de apalancamiento no es necesario aplicar un filtro de liquidez ya que se trata de un parámetro estructural, menos volátil. En cuanto al coeficiente “d”, tiene como objetivo estimar el coste de la deuda para el siguiente periodo regulatorio tomando en consideración aquellos datos que tienen un mayor impacto: las necesidades de financiación y, en todo caso, la reducción de las necesidades de financiación externa puede ir acompañada por una reducción de los fondos propios.

Sobre las alegaciones relacionadas con el ratio de apalancamiento en el sector del gas, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

7.2.3. Sobre la rentabilidad de los fondos propios

La rentabilidad de los fondos propios se calcula a través del modelo CAPM utilizando tres parámetros: la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo de mercado (PRM) y el coeficiente beta. Se presentan alegaciones sobre los tres parámetros.

Con relación a la **tasa libre de riesgo**, los agentes presentan alegaciones sobre el periodo temporal de los bonos del Estado, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Varios agentes proponen utilizar bonos del Estado con horizonte temporal superior a 10 años para calcular la tasa libre de riesgo, con el objetivo de minimizar los efectos de eventos excepcionales. En relación con esta propuesta, la CNMC considera adecuado mantener la referencia actual del bono del Estado a 10 años, por ser un instrumento con liquidez suficiente para reflejar un valor de mercado fiable y por ser la más utilizada por otros reguladores energéticos europeos.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a la **prima de riesgo de mercado** (PRM), los agentes presentan alegaciones respecto a la media utilizada para su cálculo, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Varios agentes señalan que en el cálculo de la PRM debe utilizarse únicamente la media aritmética de la serie Dimson-Marsh-Staunton (DMS). En este sentido, alegan que la media aritmética es un estimador insesgado del rendimiento y es más sensible a la volatilidad, mientras que la media geométrica suaviza las variaciones. Además, indican que los propios autores del DMS consideran a la media aritmética la medida apropiada para fines regulatorios, y que, desde la Comisión Europea indican que la media aritmética es la aproximación más comúnmente utilizada y la más fácil de calcular. Asimismo, señalan que la PRM es un parámetro económico general que depende del comportamiento del mercado de renta variable y, por tanto, su metodología debería ser la misma a la que utiliza la CNMC en otros sectores regulados (telecomunicaciones, ferroviario, aeroportuario), donde se utiliza la media aritmética. Adicionalmente, indican que otros reguladores energéticos europeos también utilizan la media aritmética. Por todo lo anterior, solicitan utilizar la media aritmética del informe DMS y publicar la serie utilizada para el cálculo de la PRM.

Sobre esta alegación, la CNMC considera, por un lado, que no existe consenso entre expertos en finanzas ni académicos en lo que respecta a la utilización de una u otra media en el cálculo de la PRM, en este mismo sentido se pronunció en la memoria de la Circular 2/2019 (apartado 9.6.4.4)¹³. Esta misma ausencia de consenso se observa en el Cuadro 9 entre los reguladores energéticos europeos. Es destacable en particular, como se observa en dicho cuadro, que Alemania, Bélgica (en transporte y en las actividades de distribución en la región flamenca) y Países Bajos¹⁴ han optado por utilizar el promedio entre la media aritmética y geométrica. Por tanto, y de forma consistente con el criterio seguido

¹³ En particular, en dicha memoria se señala lo siguiente: “A este respecto, no existe un consenso entre los distintos reguladores energéticos europeos ni entre los expertos en finanzas en la utilización de uno u otro enfoque. Esta discrepancia se debe a que, de acuerdo con ciertos estudios, el uso de la media aritmética supone una sobreestimación de la prima de riesgo de mercado, mientras que otros concluyen que el empleo de la media geométrica conduce a una subestimación de la misma. A este respecto, los dos tipos de medias representan comportamientos extremos de los inversores: mientras que la media geométrica estima el rendimiento de una cartera teórica mantenida durante todo el periodo de inversión, la media aritmética puede interpretarse como la rentabilidad esperada por un inversor que realizara una elección aleatoria anual sobre su inversión”.

¹⁴ Concretamente, en la decisión del regulador de Países Bajos, ACM, de 14 de diciembre de 2023, referenciada por un agente en sus alegaciones (<https://www.acm.nl/system/files/documents/bijlage-3-bij-het-gewijzigd-methodebesluit-systeemtaken-tennet-2022-2026.pdf>), se indica lo siguiente en la página 18 (párrafo 50, traducido del holandés): “50. La literatura muestra que los científicos están divididos en cuanto a si la prima de riesgo de mercado histórica debe calcularse en función de la media geométrica o de la media aritmética. Por ello, la ACM determina la prima de riesgo de mercado sobre la base de los resultados de ambas medias y asigna un 50% a cada una”.

en la Circular 2/2019, se considera nuevamente que el promedio entre la media aritmética y la media geométrica es la opción más adecuada. Por otro lado, el cálculo de la PRM efectuado por la CNMC se puede replicar pues, como se indica en el apartado 9.5.4.3, se obtiene como la media ponderada del promedio, para los países de la Unión Europea y Noruega, de las medias geométrica y aritmética incluidas en la tabla 11 (“*Worldwide equity risk premiums relative to bonds, 1900-2023*”) del informe “*Global Investment Returns Yearbook*”, publicado por UBS en el mes de marzo de 2024. Por su parte, para calcular la ponderación de cada país, se considera el nivel de capitalización bursátil correspondiente a cada uno de ellos a 31 de diciembre de 2023, obtenido de Bloomberg mediante la función “WCAU”.

Por otra parte, y como ya ha señalado anteriormente esta Comisión¹⁵, la CNMC estima el coste medio ponderado del capital en diferentes sectores que regula y supervisa. Cabe precisar que pueden existir algunas diferencias en la definición específica de la metodología de cálculo de alguno de los parámetros del WACC debidas a aspectos regulatorios, diferencias sectoriales en la utilización del WACC, características heterogéneas de las empresas reguladas, propuestas de homogeneización a nivel europeo para cada sector, *benchmarkings* de modelos retributivos y recomendaciones de buenas prácticas regulatorias.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Por último, con relación al **coeficiente beta**, los agentes alegan sobre [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] y sobre el riesgo que debe reflejar para la actividad de distribución eléctrica.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Varios agentes indican que las metodologías de la TRF y de retribución deben estar coordinadas y que la nueva metodología retributiva de la actividad de distribución eléctrica introduce un riesgo que debe reflejarse en la TRF. Señalan que, en caso de no realizarse ningún ajuste, las distribuidoras no podrían ofrecer

¹⁵ Por ejemplo, ver el Acuerdo por el que se aprueba 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. 30 octubre 2018.

una rentabilidad igual al coste de oportunidad de sus proveedores de capital y, en consecuencia, no podrían obtener fondos para realizar sus inversiones ni para retribuir a sus accionistas. Además, señalan que esta actividad cuenta con mayor incertidumbre que la actividad de transporte eléctrico en cuanto al reconocimiento de costes, ya que el transporte cuenta con un modelo de costes unitarios con base en auditados. Añaden que, no incentivar la actividad de distribución ni las inversiones para la descarbonización conllevaría un incumplimiento de las OPE. Por todo lo anterior, proponen aumentar el coeficiente beta para la actividad de distribución eléctrica, como se reconoció en la Circular 2/2019 en distribución de gas respecto al transporte; o, reflejar el riesgo con una prima sobre la TRF, enfoque que siguió la CNMC para reconocer riesgos adicionales en la regulación RECORE.

Respecto a esta alegación, cabe señalar que el nuevo marco retributivo de la distribución de energía eléctrica ha incorporado varios cambios respecto al modelo establecido en la Circular 6/2019. En primer lugar, ha de tenerse en cuenta que el artículo 14.3 de la Ley 24/2013, de 16 de diciembre, establece que el régimen económico de la actividad de distribución permitirá la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo. Este principio se mantiene en la propuesta de metodología de retribución de la distribución de energía eléctrica, dado que la intensidad del mecanismo de sostenibilidad que se introduce es limitada, al circunscribirse a un incentivo económico en el cálculo de la retribución que no modifica sustancialmente el nivel de riesgo de la actividad, que es bajo, por las siguientes razones:

- En lo que respecta al CAPEX, la retribución de las inversiones en las instalaciones con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2015, y las puestas en servicio entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2023, no están sujetas al incentivo. La propuesta de Circular mantiene, para estas instalaciones, la metodología de retribución de la Circular 6/2019, asegurándose el mismo marco de recuperación de estas inversiones que en la metodología anterior.

Por lo que se refiere a las instalaciones con puesta en servicio en 2024 y 2025 (retribución de los años 2026 y 2027), tampoco están sujetas al incentivo, al resultar de aplicación la disposición adicional segunda *“Cálculo de la retribución de los ejercicios 2026 y 2027”*. Es más, la propuesta de Circular reduce el riesgo de recuperación de estas inversiones, ya que el valor de inversión a efectos de retribución será directamente su valor auditado, sin el contraste con los valores unitarios estándares que anteriormente establecía la Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

La retribución de las instalaciones con puesta en servicio en 2026 (retribución 2028) ya incluye un incentivo, determinado en la disposición adicional tercera *“Cálculo de la retribución del ejercicio 2028”*, pero su intensidad es muy limitada, ya que la retribución a la inversión en base a las nuevas inversiones admisibles no podrá ser inferior, en más de un 1,5%, al valor de la retribución calculada en base a los costes auditados.

Por lo tanto, el incentivo se circunscribe a la retribución a la inversión de las instalaciones puestas en servicio en 2027, 2028 y 2029 (retribución de 2029, 2030 y 2031). Y no a todo el volumen de inversión realizado en estos ejercicios, sino únicamente al volumen de inversión que supere la Inversión sostenible (IS). El incentivo también aplica si la inversión se sitúa entre el 80% del IS y el IS, pero en este caso, la retribución final estará siempre entre la retribución correspondiente al coste real y el nivel de retribución correspondiente al IS, incluso sin incremento de potencia.

La inversión sostenible (IS) se define en la disposición adicional cuarta *“Parámetros retributivos aplicables durante el periodo regulatorio 2026-2031”*, como el 80% del 0,13% del PIB. Además, se establece en dicha disposición que este valor se incrementará en caso de que durante el periodo regulatorio se aprueben modificaciones normativas que incrementen el límite de inversión sujeto a la realización de determinadas categorías de inversiones que no estén vinculadas a incrementos de potencia.

El proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, proyecta incrementar el límite máximo de inversión en la red de distribución (actualmente el 0,13% del PIB) en 1.540 millones € anuales, importe que deberá destinarse exclusivamente a un conjunto de inversiones estratégicas que podrán realizar las empresas distribuidoras con cargo a dicho extra límite. De ellas, al menos el 10% en digitalización, un máximo del 15% en inversiones anticipatorias y un máximo del 5% en instalaciones para la protección de la avifauna. De aprobarse en estos términos, y ejecutar las empresas el 100% del extra límite, estas inversiones tampoco estarían sujetas al incentivo.

Por lo tanto, el incentivo aplica a un volumen reducido de la base de activos que mantendrá la empresa en el periodo regulatorio 2026-2031. Con el límite de inversión vigente, aplicaría únicamente al 20% de las inversiones que podrían realizarse en 2027, 2028 y 2029. En caso de que el proyecto de Real Decreto se aprobase en los términos en los que ha sido sometido a trámite de audiencia y las empresas ejecutaran el límite de inversión proyectado, el incentivo aplicaría como máximo al 39% de las inversiones que podrían realizarse en 2027, 2028 y 2029.

Esto aplicado a las inversiones a realizar hasta 2029, que se retribuirían en 2031, supondría por ejemplo que en un escenario de inversión de 0,13% PIB, el máximo actual, el valor de la inversión bruta con reconocimiento sujeto a incremento de potencia representa el 2,6% de la base de activos regulatoria. Sobre el valor de inversión neto en 2031, en el escenario alto de potencia, representaría el 6,1%. El efecto retributivo en 2031 de no incrementar potencia frente al incremento de potencia del 3,64% del escenario alto en 2031 sería una disminución de la retribución en un 1,8%.

Cuadro 2. Valores de inversión históricos y futuros (brutos y netos).

Año retribución	Año puesta en servicio	Valor bruto de inversión ¹⁶	Valor neto de inversión a 2031 ¹⁷
Base histórica		48.491 M€	9.576 M€
Inversión 2015-2023		11.136 M€	8.173 M€
2026	2024	2.078 M€	1.732 M€
2027	2025	1.917 M€	1.661 M€
Subtotal		63.622 M€	21.141 M€
2028	2026	2.281 M€	2.053 M€
2029	2027	2.367 M€	2.210 M€
2030	2028	2.453 M€	2.371 M€
2031	2029	2.538 M€	2.538 M€
Subtotal		9.639 M€	9.172 M€
TOTAL INVERSIÓN		73.261 M€	30.313 M€

Cuadro 3. Inversión con reconocimiento sujeto a incremento de potencia

Año retribución	Año puesta en servicio	Valor bruto de inversión	Valor neto de inversión a 2031
2028	2026	456 M€	411 M€
2029	2027	473 M€	442 M€
2030	2028	491 M€	474 M€
2031	2029	508 M€	508 M€
Total sujeto a incremento de potencia		1.928 M€	1.834 M€
Porcentaje sujeto a incremento de potencia (respecto a Total Inversión)		2,6%	6,1%

¹⁶ El valor bruto de inversión determina la retribución por amortización y por OPEX

¹⁷ El valor neto de inversión determina la retribución financiera

Además de que el mecanismo de sostenibilidad aplica a un volumen de inversiones limitadas, se ve aún más mitigado por el incentivo de reparto de márgenes (IRM), fijado en el 50%, de forma que la mitad de la retribución del CAPEX se establece directamente a partir de los costes de inversión auditados, sin que el incremento de la potencia adscrita a los derechos de extensión tenga ninguna afectación.

También es importante destacar que, al no existir planificación vinculante de inversiones en la actividad de distribución eléctrica, las empresas tienen capacidad de decidir el volumen de inversión que realizan anualmente, sujeto al cumplimiento de sus obligaciones como empresas distribuidoras, y disponen por lo tanto de capacidad para gestionar su nivel de exposición al incentivo.

- En lo que respecta a los OPEX, el efecto del incentivo es reducido, ya que sólo afecta al crecimiento de la retribución de referencia anual a la operación y mantenimiento y de forma limitada por ser el componente con más peso la retribución del año anterior. Es decir, que sólo condiciona si la retribución de referencia anual a la operación y mantenimiento crece cada año en mayor o menor medida, pero en ningún caso fija su nivel de partida.

Además de que el mecanismo de sostenibilidad aplica en un aspecto muy reducido del crecimiento de la retribución de referencia anual a la operación y mantenimiento, se ve aún más mitigado por el incentivo de reparto de márgenes (IRM), fijado en el 50%, de forma que la mitad de la retribución del OPEX se establece directamente a partir de los costes de inversión auditados.

- Si bien se ha explicado el funcionamiento del mecanismo de forma separada para el CAPEX y el OPEX, para aclarar mejor su funcionamiento respecto a la metodología previa de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, en la que ambos componentes se retribuían de forma separada, es relevante indicar que a partir del segundo semiperiodo regulatorio (2029-2031) se aplica un modelo retributivo TOTEX que suma la retribución correspondiente a los costes de CAPEX y OPEX, para dotar de flexibilidad a las empresas a efectos de que puedan adoptar la combinación más eficiente entre ambos. Este modelo retributivo TOTEX se basa en un reparto de márgenes (IRM) entre el TOTEX de referencia y el TOTEX real, que ha quedado fijado en el 50%. El TOTEX real depende exclusivamente de los costes auditados, mientras que el TOTEX de referencia depende en una pequeña proporción, como se ha explicado, del incremento de la potencia adscrita a los derechos de extensión con ATR contratado.

- El mecanismo de sostenibilidad embebido en la metodología de retribución no es simétrico, ya que las empresas pueden tener una disminución de la retribución reducida a cambio de la posibilidad de un incremento retributivo significativo, si desarrollan demanda. Tampoco modifica sustancialmente el nivel de riesgo de la actividad en su conjunto, para el total del sector en el semiperiodo 2029-2031.

Sobre las alegaciones relacionadas con la beta en el sector del gas, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

7.2.4. Sobre el coste de la deuda

El coste de la deuda se calcula sumando al propio coste de la deuda, unos costes adicionales en los que se incurre para su emisión (costes de transacción y *cost-of-carry*). Se presentan alegaciones sobre ambos términos.

Con relación al **coste de la deuda**, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Con respecto a la diferenciación entre la base de activos histórica y las nuevas inversiones, alegan que introduce complejidad y proponen establecer un verdadero incentivo a las inversiones incrementales y no penalizar al escenario “*Business as usual*”. Respecto a esta alegación, la CNMC señala que, al considerar las inversiones incrementales en la estimación del coste de la deuda, por consistencia, es necesario tener en cuenta un coeficiente de disminución del inmovilizado que recoge la menor necesidad de refinanciación de la deuda debido al perfil decreciente de la base de activos regulados. Además, no hacerlo iría en perjuicio del consumidor.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Se alega que el coste de la deuda no es representativo para las empresas de distribución eléctrica porque corresponde a una empresa media genérica donde se mezclan países con distintas calificaciones crediticias. Se propone, por un lado, modificar la metodología de cálculo del coste de la deuda, sumando a la tasa libre de riesgo (calculada con bonos del Estado) la prima de riesgo de la

deuda (diferencial entre bonos corporativos de empresas comparables y rentabilidad de los bonos del Estado) más costes adicionales. Por otro lado, se propone incorporar en el coste de la deuda una prima de riesgo que refleje el mayor coste de financiación de las distribuidoras españolas; o alinear el *spread* de deuda con el mercado. Respecto a esta alegación, la CNMC señala que el coste de la deuda de las empresas españolas es menor que el de las empresas energéticas comparables europeas y que, si en la metodología en lugar de utilizar comparadores que desarrollan principalmente, pero no de forma única, actividades reguladas, se utilizasen comparadores puros, el coste de la deuda sería inferior.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Sobre las alegaciones relacionadas con la TRF del sector del gas, [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Con relación a los **costes adicionales de la deuda**, las alegaciones recibidas se refieren tanto a los costes de transacción como al *cost-of-carry*.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

8. DICTAMEN DEL CONSEJO DE ESTADO

9. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

9.1. Empresas que realizan las actividades para las que es de aplicación la tasa de retribución financiera

Las empresas a las que es de aplicación la tasa de retribución financiera son las compañías que realizan actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Para las actividades de transporte, regasificación y actividades vinculadas a la distribución de gas natural, aunque el valor de la tasa de retribución se calculará en una circular posterior, les es de aplicación la misma metodología.

Por otra parte, la tasa de retribución financiera también resulta aplicable al operador del sistema eléctrico y al gestor técnico del sistema gasista, según las Circulares que regulan su metodología de retribución.

9.1.1. Transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, clasifica a las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica como actividades reguladas, reconociendo su carácter de monopolio natural derivado de la eficiencia económica que proporciona la existencia de una única red. Asimismo, establece que la operación del sistema también tiene carácter de actividad regulada.

De conformidad con lo establecido en el artículo 34.2 de la Ley 24/2013, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. actuará como transportista único, desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en dicha Ley.

No obstante, para la mejor gestión de la red de distribución, la Ley 24/2013 habilita al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para autorizar expresa e individualizadamente, previa consulta a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Comunidad Autónoma correspondiente, que determinadas instalaciones de transporte secundario, por sus características y funciones, sean titularidad del distribuidor de la zona que se determine.

En la Resolución de 12 de marzo de 2025¹⁸, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2022, de acuerdo con la metodología de cálculo de la retribución de la actividad del transporte de energía eléctrica que establece la Circular 5/2019¹⁹, de 5 de diciembre. La retribución total para el año 2022 de las tres empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica ascendió a 1.484.047.591 €, una vez realizado el ajuste por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades, correspondiendo el 98,51% de la misma a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. La sociedad matriz de su grupo, REDEIA CORPORACIÓN, S.A., cotiza en bolsa y ha emitido deuda directamente o a través de sociedades de su grupo, en los mercados de capitales. Es titular de empresas que realizan actividades en el extranjero y en el sector de telecomunicaciones.

¹⁸ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-5721

¹⁹ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18260>

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. es el operador del sistema, de conformidad con el artículo 31 de la Ley 24/2013 que establece que la sociedad mercantil que actúe como operador del sistema será autorizada y designada como gestor de la red de transporte por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, a solicitud de la interesada, y la Orden IET/2209/2014, de 20 de noviembre, por la que se autoriza y designa a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. como gestor de la red de transporte de energía eléctrica.

En cuanto a la actividad de operación del sistema eléctrico, en la Resolución de 12 de diciembre de 2024²⁰, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establece la cuantía de retribución del operador del sistema eléctrico para el año 2025, de acuerdo con la metodología de cálculo establecida en la Circular 4/2019²¹, de 27 de noviembre, que fue modificada a través de la Circular 1/2023²², de 7 de febrero. La retribución de 2025 se estableció en 86.117.000 €.

En lo que se refiere a la actividad de distribución eléctrica, la metodología de cálculo de la retribución está establecida en la Circular 6/2019²³, de 5 de diciembre. Las empresas que realizan esta actividad pueden clasificarse en dos grupos:

- Por un lado, aquellas que tienen más de 100.000 clientes conectados a sus redes, perteneciendo a este grupo E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U., I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A., UFD DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD, S.A., HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A., VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U. y BARRAS ELÉCTRICAS GALAICO-ASTURIANAS, S.A. De acuerdo con la Resolución de 17 de febrero de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2021*²⁴, estas 6 empresas recibieron una retribución de 4.881 millones €, el 92,6% del importe total de la retribución reconocida a la actividad de distribución de energía eléctrica en España para ese año. Las 6 empresas pertenecen a grupos energéticos verticalmente integrados. Las sociedades matrices de 3 de ellos (ENDESA, S.A., IBERDROLA, S.A. y NATURGY ENERGY GROUP, S.A.) cotizan en la bolsa española. La sociedad matriz

²⁰ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-26690

²¹ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-17348>

²² https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-4135

²³ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18261>

²⁴ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2025-4257>

de HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A. en última instancia es el grupo EDP, que cotiza en la bolsa de Portugal. Con respecto a VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U., su matriz es VIESGO INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS, S.L., que también pertenece al grupo EDP. La matriz de BARRAS ELÉCTRICAS GALAICO-ASTURIANAS, S.A. es VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U. y, por tanto, también pertenece al grupo EDP. Las 6 empresas tienen un volumen significativo de su deuda con empresas de su grupo de sociedades, habiendo emitido dicho grupo de sociedades deuda en los mercados de capitales.

- Por otro lado, existen 327 empresas distribuidoras que tienen menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, correspondiéndole a las mismas el 7,4% de la retribución total en 2021.

9.1.2. Transporte, regasificación, gestión técnica del sistema y actividades vinculadas a la distribución de gas natural

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, establece en su artículo 60 que el transporte, la regasificación y la distribución de gas natural tienen carácter de actividades reguladas. Asimismo, indica en su artículo 64 que las actividades de gestión técnica que realice el gestor técnico del sistema serán retribuidas adecuadamente.

La retribución para el año de gas 2025 de las empresas titulares de plantas de gas natural licuado y de transporte de gas se establece en la Resolución de 23 de mayo de 2024²⁵, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La retribución se calcula siguiendo la metodología establecida en la Circular 9/2019²⁶, de 12 de diciembre.

La actividad de transporte de gas natural en España está realizada por 5 grupos empresariales.

La retribución total del transporte para el año de gas 2025 ascendió a 584.452.861 €²⁵, correspondiendo el 85,69% al grupo ENAGAS (ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., ENAGÁS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.), el 8,50% al grupo REDEXIS (REDEXIS GAS MURCIA, S.A., REDEXIS, S.A., REDEXIS INFRAESTRUCTURAS, S.L.), el 4,83% al grupo NATURGY (GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L., NEDGIA CEGAS, S.A., NEDGIA ANDALUCÍA, S.A., NEDGIA CASTILLA-LA MANCHA, S.A., NEDGIA

²⁵ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-10935

²⁶ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18398

CATALUNYA, S.A., NEDGIA NAVARRA, S.A., NEDGIA RIOJA, S.A., NEDGIA ARAGÓN, S.A., NEDGIA, S.A.), el 0,93% a GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA, S.L. y el 0,05% a PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, S.A.

La sociedad matriz del grupo ENAGAS, ENAGÁS, S.A., cotiza en bolsa y ha realizado emisiones de deuda, directamente o a través de sociedades de su grupo, en los mercados de capitales. La sociedad matriz del grupo NATURGY, NATURGY ENERGY GROUP, S.A., también cotiza en bolsa y tiene tanto CDS como emisiones de deuda. El resto de las sociedades transportistas de gas no cotizan en bolsa, si bien REDEXIS ha realizado emisiones de deuda (indirectamente a través de sociedades de su grupo) en los mercados de capitales.

En lo que se refiere a la actividad de regasificación, la llevan a cabo en España 4 empresas. De ellas únicamente el grupo ENAGÁS cotiza en bolsa.

La retribución total para el año de gas 2025 se ha fijado en 389.003.734 €²⁷, correspondiendo el 60,92% a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., el 17,01% a PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, S.A., el 12,05% a BAHÍA DE BIZKAIA GAS, S.L. y el 10,01% a REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A.

Para valorar la representatividad del grupo ENAGAS, es necesario considerar la participación de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. del 50% en BAHÍA DE BIZKAIA GAS, S.L., así como la participación indirecta del 72,5% en PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO, S.A., a través de las filiales INFRAESTRUCTURAS DEL GAS, S.A. e INICIATIVAS DE GAS, S.L.

La actividad de gestión técnica del sistema gasista la realiza ENAGÁS GTS, S.A.U., siguiendo lo establecido en la Ley 12/2011²⁸, de 27 de mayo, cuya disposición final sexta modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. La Resolución de 13 de septiembre de 2024²⁹, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece la cuantía de retribución del gestor técnico del sistema gasista para el año de gas 2025, de acuerdo con la metodología de cálculo establecida en la Circular 1/2020³⁰, de 9 de enero, que

²⁷ Incluye la retribución anual provisional de la planta de regasificación de El Musel de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.

²⁸ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2011-9279>

²⁹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-18920

³⁰ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-614>

fue modificada a través de la Circular 2/2023³¹, de 28 de febrero. La retribución para el año de gas 2025 se estableció en 28.265.000 €.

Las actividades de distribución de gas natural en España se llevan a cabo por 7 grupos empresariales. De ellos, únicamente el grupo NATURGY, cuya matriz es NATURGY ENERGY GROUP, S.A., al que pertenece NEDGIA, S.A. y todas las distribuidoras regionales del grupo participadas por ella, cotiza en bolsa, y tiene tanto CDS como emisiones de deuda. Del resto de grupos, aunque no cotizan en bolsa, algunos han realizado emisiones de deuda, directamente o a través de empresas de sus grupos, como NORTEGAS, REDEXIS y MADRILEÑA RED DE GAS.

La retribución para el año de gas 2025 de las empresas que realizan la actividad regulada de distribución de gas se establece en la Resolución de 23 de mayo de 2024²⁵, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La retribución se calcula siguiendo la metodología establecida en la Circular 4/2020³², de 31 de marzo.

La retribución total de la actividad de distribución en el año de gas 2025 ascendió a 1.110.277.266 €, correspondiendo el 68,00% al grupo NEDGIA (participada al 80% por NATURGY ENERGY GROUP), el 12,11% al grupo NORTEGAS, el 10,14% a MADRILEÑA RED DE GAS, S.A., el 8,59% al grupo REDEXIS, el 1,11% a DC GAS EXTREMADURA, S.A., el 0,02% a GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A. (grupo DISA) y el 0,02% a DOMUS MIL NATURAL, S.A.

9.2. Aplicación de la tasa de retribución a los marcos retributivos

La tasa de retribución financiera se aplicará en el cálculo de la retribución de las actividades reguladas en los términos que se establezcan en las circulares que regulen la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica, y la metodología de retribución de las actividades reguladas de transporte y de regasificación de gas natural, gestión técnica del sistema y actividades vinculadas a la distribución de gas natural.

Por lo tanto, la aplicación de la tasa de retribución financiera en los marcos retributivos de las distintas actividades se desarrolla en otras circulares

³¹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-5705

³² <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-4266>

normativas de la CNMC y en su correspondiente memoria explicativa, no siendo objeto de la presente circular ni de su memoria.

9.3. El Coste Medio Ponderado de Capital (WACC) como método de estimación de la tasa de retribución financiera

La Circular 2/2019, de 12 de noviembre, establece en su artículo 2 el Coste Medio Ponderado de Capital, conocido como WACC en la terminología financiera (*Weighted Average Cost of Capital*), como método para la determinación de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas del sector eléctrico y gasista.

La metodología WACC refleja la realidad de los mercados de capital donde encuentran su financiación las empresas reguladas. Por ello, una remuneración de las inversiones con una rentabilidad igual al WACC implica que la empresa podrá obtener en el mercado los fondos necesarios para llevar a cabo dichas inversiones, asegurando su continuidad y expansión. Es decir, el WACC garantiza que las empresas obtengan una rentabilidad razonable y puedan obtener los fondos necesarios para financiar la actividad regulada que realizan.

Además, la utilización de la metodología WACC minimiza la incertidumbre regulatoria, ya que, al ser fácilmente replicable, facilita la predictibilidad de las tasas de retribución futuras, lo que contribuye a generar un entorno más estable y predecible que favorezca la inversión. Por otra parte, la reducción de la incertidumbre regulatoria contribuye a disminuir los costes de financiación de las compañías reguladas, lo cual tiene un impacto positivo tanto sobre las empresas como sobre los consumidores.

En resumen, el WACC es una metodología consistente, reproducible y ampliamente utilizada, que proporciona tanto estabilidad regulatoria como seguridad jurídica a empresas y consumidores.

Las empresas deben financiar elevados volúmenes de inversiones en inmovilizado, que tienen periodos largos de recuperación. Obtienen de distintas fuentes el capital que emplean en invertir en sus respectivas redes, mediante fondos propios y deuda.

Según el concepto del WACC, el coste de capital de una empresa o actividad es representado por la suma ponderada de los respectivos costes de los fondos propios y de la deuda, donde la ponderación refleja el peso de cada recurso sobre el total de la financiación. Así, el WACC refleja el coste de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas, que proveen capital a través de los fondos propios.

En consecuencia, el WACC es el coste medio al cual una empresa podrá obtener en el mercado los fondos necesarios para desarrollar su actividad y define un coste de capital en términos nominales y después de impuestos:

$$WACC = RA \cdot R_D \cdot (1 - T) + (1 - RA) \cdot R_{FP}$$

Donde:

RA	Ratio de apalancamiento regulatorio.
R _D	Coste de la deuda, nominal antes de impuestos, en porcentaje (%).
T	Tasa impositiva, en tanto por uno.
R _{FP}	Rentabilidad esperada de los fondos propios, nominal después de impuestos, en porcentaje (%).

El uso del WACC está ampliamente aceptado por analistas financieros, inversores y reguladores, si bien cada uno de ellos hace un uso específico del mismo. Mientras los analistas financieros lo utilizan como tasa de descuento de flujos de caja para valorar una empresa, los inversores lo utilizan para establecer la tasa mínima de rentabilidad de una compañía y los reguladores, como base para establecer la tasa de retribución permitida a las empresas reguladas.

El WACC, que generalmente se calcula después de impuestos, debe transformarse en una tasa antes de impuestos para poder aplicarse como tasa de retribución financiera a nivel regulatorio, ya que las retribuciones que perciben las empresas son antes de impuestos.

La CNMC estima el coste medio ponderado del capital en diferentes sectores que regula y supervisa. Cabe precisar que pueden existir algunas diferencias en la definición específica de la metodología de cálculo de alguno de los parámetros del WACC debidas a aspectos regulatorios, diferencias sectoriales en su utilización, características heterogéneas de las empresas reguladas, homogeneización a nivel europeo para cada sector, comparativas europeas de modelos retributivos y recomendaciones de buenas prácticas regulatorias.

La aplicación del WACC en cada sector es distinta. También es necesario considerar que cada sector tiene una regulación y mejores prácticas a nivel europeo, que no son necesariamente las mismas entre sectores. Adicionalmente, en cada sector la regulación puede establecer determinadas restricciones que deben ser tenidas en cuenta en la determinación del WACC para cada sector. Las características de las empresas a las que se aplica el WACC en cada sector son heterogéneas. Por todo lo anterior, dentro de un

esquema general de tasa de retribución basada en el coste medio ponderado del capital que aplica la CNMC a los sectores que regula y supervisa, pueden existir algunas diferencias en la definición específica de la metodología de cálculo de alguno de los parámetros del WACC.

9.4. Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera

El WACC que se calcula a través de esta metodología es un WACC nominal después de impuestos. Dado que las empresas reciben su retribución antes de impuestos, el WACC nominal después de impuestos se transforma en un WACC nominal antes de impuestos para obtener la tasa de retribución financiera, tal como se establece en el artículo 2 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre.

$$\text{Tasa Retribución Financiera (TRF)} = \frac{\text{WACC}}{1 - T}$$

Donde:

T	Tasa impositiva aplicable en España, en tanto por uno.
WACC	Coste Medio Ponderado del Capital en términos nominales y después de impuestos, en porcentaje (%).

9.4.1. Periodo de estudio, frecuencia de las observaciones y horizonte relevante

El período de estudio se refiere al período empleado para tomar las observaciones necesarias en el cálculo de los distintos parámetros que intervienen en la fórmula del WACC.

En el artículo 3 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, se establece que el periodo de cálculo será de seis años, consistente con la duración de los periodos regulatorios. Asimismo, se indica que para el periodo regulatorio que transcurre del año n al año n+5, la fecha de cierre de los cálculos será el 31 de diciembre del año n-3, y el periodo de cálculo abarcará del año n-8 al año n-3, ambos inclusive.

La justificación para la elección de un periodo de cálculo de seis años puede consultarse en el apartado 9.6.1 de la memoria de la Circular 2/2019³³.

³³ <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde01119>

Siguiendo lo establecido en la Circular 2/2019, teniendo en cuenta que la tasa de retribución financiera a calcular para las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica es la del tercer periodo regulatorio, que está comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2031, la fecha de cierre de los cálculos será el 31 de diciembre del año 2023 y el periodo de cálculo abarcará del año 2018 al año 2023, ambos inclusive.

Por otro lado, la frecuencia de obtención de datos varía según el parámetro a calcular, tal y como se establece en la Circular 2/2019. Principalmente, se utilizan datos diarios, salvo para ciertos parámetros para los cuales no existe información diaria relevante, tal y como se detalla en el Cuadro 4.

Cuadro 4. Frecuencia de toma de datos para los distintos parámetros

Parámetros	Frecuencia
Ratio de apalancamiento	Diaria
Bonos soberanos	Diaria
Betas	Semanal
IRS	Diaria
CDS	Diaria
Bonos corporativos	Fecha de emisión

Nota: la definición de estos parámetros se recoge en los apartados 9.4.3., 9.4.4 y 9.4.5.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al horizonte relevante, se consideran instrumentos con vencimientos entre 8 y 12 años para el cálculo de la tasa libre de riesgo y del coste de la deuda, principalmente con horizontes a 10 años (ver Cuadro 5), tal y como se establece en la Circular 2/2019. El empleo de este horizonte temporal se debe a varias razones:

- Un horizonte de 10 años se considera equivalente al horizonte de medio-largo plazo esperado por un inversor en las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y transporte, regasificación y distribución de gas natural.
- El empleo de este horizonte es una práctica habitual entre otros reguladores energéticos europeos.
- La liquidez de los instrumentos con horizonte a 10 años es suficiente para reflejar un valor de mercado fiable.

Cuadro 5. Horizontes relevantes de los distintos instrumentos

Instrumento	Horizonte relevante
Bonos soberanos	10 años
CDS	10 años
IRS	10 años
Bonos corporativos	8 – 12 años

Nota: la definición de estos parámetros se recoge en los apartados 9.4.4 y 9.4.5.

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, cabe destacar que 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.

Por último, cabe destacar que se procede a añadir un punto 3 en el artículo 3, para recoger que, a los solos efectos de la metodología de cálculo del coste de la deuda, se utilizarán futuros referidos a los años n-2 a n+3, ambos inclusive.

9.4.2. Selección del grupo de comparadores

Un grupo de comparadores es un grupo de empresas que puedan considerarse comparadores válidos de las empresas cuya tasa de retribución se establece, en el sentido de que tengan un perfil de riesgo sistemático semejante. La selección de un grupo de comparadores es necesaria para estimar determinados parámetros necesarios en el cálculo del WACC, en concreto, el coeficiente beta, el ratio de apalancamiento regulatorio y el coste de la deuda.

La metodología para la selección del grupo de comparadores se establece en el artículo 4 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, que no se modifica. En particular:

- Se seleccionarán como comparadores empresas cotizadas que realizan actividades de redes, tanto de transporte como de distribución, de los sectores eléctrico y gasista a nivel europeo, independientemente de su tamaño. Se incluirán empresas que consolidan grupos de sociedades que realizan diversas actividades, con un peso relativo elevado de actividades de redes.
- Los comparadores pertenecerán a países de Europa Occidental con un tamaño relevante (superficie superior a 20.000 km²), y cuya deuda soberana posea una calificación crediticia superior a BB-/Ba3. Se excluirá Suiza, por no ser miembro de la Unión Europea y no serle de aplicación las directivas, mientras que se incluirá Noruega, a pesar de no ser miembro de la Unión Europea, ya que este país sigue las directivas europeas en materia

energética. Se incluye Reino Unido, que durante parte del período 2018-2023 perteneció a la Unión Europea y cuyas políticas energéticas comparten grandes similitudes con las de la Unión Europea.

- La búsqueda de comparadores se realizará a la fecha de cierre de los cálculos de la siguiente manera:
 - En primer lugar, se empleará el índice STOXX® Europe TMI Utilities BUTP, compuesto por *utilities* de servicios de Europa Occidental. Del conjunto de empresas que componen este índice STOXX, se tomarán únicamente aquellas que realizan por sí mismas o por su grupo de sociedades, actividades en el sector eléctrico y/o gasista y que, además, realicen actividades reguladas dentro de dicho sector.
 - Adicionalmente, se realizará una búsqueda de empresas cotizadas de Europa Occidental que realicen actividades de transporte o distribución de energía eléctrica y/o de gas natural en países con un tamaño relevante en la Unión Europea, en Reino Unido y en Noruega.
- Las sociedades que no dispongan de suficiente información de mercado en relación a deuda, efectivo y capitalización, necesarias para calcular el apalancamiento y el coeficiente beta, serán excluidas.

9.4.3. Parámetros generales

9.4.3.1. Ratio de apalancamiento regulatorio

El artículo 5 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, establece la forma de cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio (RA), que no se modifica.

De acuerdo con el artículo 5 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, el ratio de apalancamiento regulatorio se establece tomando en consideración tanto el resultado, calculado a través de dos métodos, del ratio de apalancamiento observado de los comparadores seleccionados, como los ratios de apalancamiento regulatorios que consideran otros reguladores europeos.

- El método uno (artículo 5.1.1 de la Circular 2/2019) consiste en calcular el ratio de apalancamiento de cada empresa perteneciente al grupo de comparadores seleccionados y dividir el sumatorio de los mismos entre el número de empresas. La deuda neta se calcula como diferencia entre la deuda total y la partida de efectivo y otros activos líquidos equivalentes. Asimismo, se eliminan valores atípicos, considerándose únicamente aquellos ratios que estén incluidos entre 2 desviaciones estándar con respecto a la media. Cabe destacar que esta alternativa proporciona el mismo peso a todas las empresas.

- El método dos (artículo 5.1.2 de la Circular 2/2019) aplica distintos pesos a las empresas incluidas en el grupo de comparadores, de forma que la información correspondiente a empresas mayores pesa más que la de empresas pequeñas en el resultado final. En este caso, se divide el sumatorio de las deudas netas de las empresas entre el sumatorio, para todas las empresas, de la suma de la deuda neta y la capitalización de mercado de cada una de ellas.

En esta metodología se realiza el cálculo de las dos formas indicadas a fin de considerarlas como input para seleccionar un valor óptimo del ratio de apalancamiento.

Adicionalmente, la metodología tiene en consideración el apalancamiento regulatorio que consideran otros reguladores europeos en sus metodologías de WACC como referencia.

De esta forma, partiendo de ambos inputs, se define el ratio de apalancamiento regulatorio como aquel que sea considerado razonable a nivel regulatorio, es decir, que tenga en cuenta, por una parte, la necesidad de que las empresas que realizan actividades reguladas estén debidamente capitalizadas y, por otra parte, que los consumidores no soportan costes derivados de una estructura financiera ineficiente. La metodología propuesta tiene en consideración el ratio de apalancamiento observado de los comparadores, por considerar que refleja la estructura de financiación que las empresas han considerado óptima, desde el punto de vista de los intereses de sus accionistas, pero el ratio de apalancamiento objetivo no será directamente el valor observado.

De esta forma, las decisiones de las empresas de mantener una u otra estructura financiera se tendrán en cuenta como input, pero no serán determinantes para establecer el apalancamiento regulatorio.

9.4.3.2. Tasa impositiva

El artículo 6 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, que no se modifica, establece que se considerará para cada país la tasa impositiva estatutaria publicada por la OCDE del año $n-3$, siendo n el año de inicio del periodo regulatorio, a la fecha de cierre de los cálculos (31 de diciembre).

La tasa impositiva tiene un papel determinante en el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas. Concretamente, se utiliza en la propia fórmula de cálculo del WACC, así como para el cómputo del coeficiente beta, necesario para la obtención del coste de los fondos propios.

La OCDE publica anualmente en su página web el listado de tasas impositivas estatutarias por país. Cabe destacar que la información publicada por la OCDE distingue, para algunos países, entre la tasa impositiva del gobierno central y las tasas impositivas aplicables a nivel regional. A este respecto, se emplean las tasas estatutarias totales, que incorporan tanto las tasas a nivel Estatal como a nivel regional, tal y como se indica en el artículo 6.2 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre.

9.4.4. Rentabilidad esperada de los fondos propios

El artículo 2.3 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, establece la metodología de cálculo de la rentabilidad esperada de los fondos propios, que no se modifica.

El coste de los fondos propios se define como la rentabilidad exigida por los accionistas o proveedores de dichos fondos y, al ser un parámetro que no es directamente observable, su cálculo requiere la realización de una estimación. A este respecto, el método más ampliamente utilizado para estimar el coste de los fondos propios, tanto en el ámbito financiero como a nivel regulatorio europeo, es el *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

Según el modelo CAPM, los inversores pueden eliminar una parte del riesgo asociado a una determinada inversión mediante la diversificación de su cartera de inversiones (riesgo diversificable o no sistemático). La parte del riesgo que permanece cuando los inversores han agotado todas sus oportunidades de diversificación se conoce como no diversificable o sistemático.

En consecuencia, 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, multiplicada por un coeficiente beta que viene dado por el ratio entre la covarianza de la rentabilidad del activo con el mercado y la varianza del mercado.

$$R_{FP} = R_{LR} + \beta \cdot PRM$$

Donde:

R_{FP}	Rentabilidad esperada de los fondos propios, en porcentaje (%).
R_{LR}	Tasa libre de riesgo, en porcentaje (%).
β	Coeficiente beta, en número adimensional.
PRM	Prima de Riesgo de Mercado, en porcentaje (%).

Desde el punto de vista regulatorio, la fórmula anterior implica que debe asegurarse una tasa de retorno sobre los fondos propios, coherente con el riesgo no diversificable de las actividades reguladas.

A continuación, se describe cómo se realiza la estimación de cada uno de los parámetros incluidos en la fórmula de cálculo del coste de los fondos propios.

9.4.4.1. Tasa libre de riesgo

El artículo 7 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, establece la forma de cálculo de la tasa libre de riesgo, que no se modifica.

El activo libre de riesgo se define como aquel cuya covarianza con respecto al mercado es cero y, por tanto, no está expuesto a riesgo sistemático puesto que su riesgo asociado es totalmente diversificable.

Habitualmente, los reguladores y analistas financieros utilizan la deuda soberana como la mejor aproximación a un activo libre de riesgo. En el Cuadro 6 se muestran los métodos empleados por otros reguladores energéticos europeos. Los valores que se calculan según los métodos indicados son en valor nominal salvo que en el cuadro se especifique que es en valor real, como es el caso de Gran Bretaña, Irlanda e Italia. Los métodos que se indican son los aplicables en 2023. Además, en el cuadro se especifica si se añade algún término adicional en la fórmula del método CAPM para calcular el coste de los fondos propios.

Cuadro 6. Métodos empleados por reguladores europeos para calcular la tasa libre de riesgo

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica	Transporte de gas	Distribución de gas
Alemania nota	Promedio de 10 años de letras y bonos de emisores nacionales (todos los vencimientos)		Promedio de 10 años de letras y bonos de emisores nacionales (todos los vencimientos).	
Austria	Bonos del Estado a 20 años de Austria, Países Bajos y Finlandia. Para activos existentes utilizan un promedio de 5 años y, para inversiones realizadas en 2023 un promedio de 6 meses.	Promedio de 5 años de bonos del Estado a 10 años de países de la zona euro con rating AAA	Promedio de 5 años de bonos del Estado de Austria, Países Bajos y Finlandia a 20 años Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se añade una prima por riesgo de volumen	Bonos del Estado a 20 años de Austria, Países Bajos y Finlandia. Para activos existentes utilizan un promedio de 5 años y, para inversiones realizadas en 2023 un promedio de 6 meses.
Bélgica nota	Se fija para el periodo 2020-2023 en vista de la volatilidad y corresponde a la media aritmética de las previsiones publicadas por la Oficina Federal de Planificación relativas al rendimiento medio aritmético del bono del Estado belga (OLO) a 10 años durante cada año del periodo regulatorio	Región Flamenca: promedio diario de 12 meses de Bonos del Estado belga (75%) y alemán (25%) Región Valona: promedio diario entre junio 2007 y mayo 2017 de bonos del Estado belga a 10 años Región Bruselas: promedio diario anual de bonos del Estado belga a 10 años	Se fija para el periodo 2020-2023 en vista de la volatilidad y corresponde a la media aritmética de las previsiones publicadas por la Oficina Federal de Planificación relativas al rendimiento medio aritmético del bono del Estado belga (OLO) a 10 años durante cada año del periodo regulatorio	Región Flamenca: promedio diario de 12 meses de Bonos del Estado belga (75%) y alemán (25%) Región Valona: promedio diario entre junio 2007 y mayo 2017 de bonos del Estado belga a 10 años Región Bruselas: promedio diario anual de bonos del Estado belga a 10 años
Dinamarca nota	Promedio diario de los 3 últimos meses de bonos del Estado danés a 4 años	Promedio diario de los 3 últimos meses de bonos del Estado danés a 10 años	Promedio diario de los 3 últimos meses de bonos del Estado danés a 2 años Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma	Promedio diario de los 3 últimos meses de bonos del Estado danés a 4 años

			al modelo CAPM un término adicional (prima por gasoducto báltico)	
Finlandia	El valor más alto entre: el promedio diario de los bonos del Estado a 10 años entre abril y septiembre del año anterior; o, el promedio diario de los bonos del Estado a 10 años de los últimos 10 años. Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez)	Promedio diario de 6 meses (abril – septiembre) del año anterior de los bonos del Estado a 10 años. Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez)	El valor más alto entre: el promedio diario de los bonos del Estado a 10 años entre abril y septiembre; o, el promedio diario de los bonos del Estado a 10 años de los últimos 10 años. Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez y prima de riesgo en transporte de gas)	El valor más alto entre: el promedio diario de los bonos del Estado a 10 años entre abril y septiembre; o, el promedio diario de los bonos del Estado a 10 años de los últimos 10 años. Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez y prima de riesgo en distribución de gas)
Francia	Promedio de 10 años de bonos del Estado a 15 años	n.d.	Promedio de 10 años de bonos del Estado a 10 años	
Gran Bretaña	Bonos del Estado a 20 años indexados al índice RPI (<i>Retail Price Index</i>), ajustados al CPIH real. Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se resta al modelo CAPM un término (<i>expected outperformance</i>)	Bonos del Estado a 20 años indexados al índice RPI (<i>Retail Price Index</i>), ajustados al CPIH real.	Bonos del Estado a 20 años indexados al índice RPI (<i>Retail Price Index</i>), ajustados al CPIH real. Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se resta al modelo CAPM un término (<i>expected outperformance</i>)	
Grecia	Promedio de 12 meses de bonos del Estado de la Eurozona (en particular, del Estado Miembro con el rendimiento más bajo) a 10 años + Prima de riesgo país			
Irlanda	Rango basado en los bonos del Estado alemán a 10 años vinculados a la inflación, considerando su previsión durante el periodo, en términos reales			
Italia	Promedio anual de bonos del Estado a 10 años de países con rating AA o superior al que se añaden las primas 'Forward', 'Uncertainty' y 'Convenience' y se ajusta utilizando la tasa de inflación incorporada en los rendimientos de los bonos del Estado (swaps indexados a la inflación) + Prima de riesgo país El valor se obtiene en términos reales.			
Noruega	Tasa fija (1,5% desde 2019, términos reales) a la que se suma la inflación (media móvil del año precedente, actual y dos años futuros) para convertirlo en un valor nominal		n.d.	n.d.
Países Bajos	Promedio de 3 años de bonos del Estado alemán y neerlandés a 10 años			
Portugal	Media geométrica de 5 años de los bonos del Estado a 10 años de países de la UE con rating AAA.			
Suecia	Media entre el promedio diario de 4 años entre los bonos del Estado sueco a 10 años y una previsión del Instituto Nacional de Investigación Económica de Suecia sobre la rentabilidad de esos bonos en años sucesivos		Previsión de los bonos del Estado sueco a 10 años Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima de riesgo en gas)	

Nota: Alemania, Bélgica (en transporte eléctrico y de gas, así como en distribución eléctrica y de gas en la región de Bruselas) y Dinamarca (en transporte eléctrico y de gas) no utilizan la fórmula del WACC, solo calculan el coste de los fondos propios y establecen un límite a la estructura financiera.

n.d.: información no disponible.

Nota metodológica: estos datos se corresponden a los reportados por reguladores europeos en el *CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks* del año 2023 y en normativa nacional. No obstante, es necesario interpretarlos con cautela ya que sus periodos regulatorios pueden no corresponderse con un periodo de 6 años como en el caso español y, en algunos casos existen mecanismos de revisión intraperiodo.

Fuente: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 y normativa nacional.

Como puede observarse en el cuadro anterior, el enfoque más habitual para el cálculo de la tasa libre de riesgo por parte de los reguladores energéticos europeos es emplear datos históricos de la rentabilidad del bono del Estado. No obstante, entre los países analizados, algunos reguladores utilizan un enfoque prospectivo o *forward-looking* considerando la previsión de los tipos durante el periodo, como ocurre en Irlanda y en algunas actividades reguladas de Bélgica; o en Suecia, donde se emplea una previsión o una combinación de datos históricos y previsiones. El regulador italiano también tiene en consideración la evolución futura de los tipos al incorporar una *prima forward*.

Por otra parte, es habitual no mantener la tasa libre de riesgo fija a lo largo del periodo regulatorio. Algunos reguladores utilizan datos históricos recientes, y revisan el valor de la tasa libre de riesgo anualmente, como Gran Bretaña o Austria (para nuevas inversiones en algunas actividades). Otros la revisan dentro del periodo regulatorio si se activa un *trigger*, como Italia; o utilizan mecanismos de indexación parcial, como Portugal; e incluso existen casos de revisión ex – post, como Países Bajos.

El hecho de utilizar los bonos del Estado del país de referencia (país donde se realiza la actividad regulada en cuestión), implica incluir implícitamente la prima de riesgo asociada a dicho país, o *Country Risk Premium* (CRP). Países como Grecia o Italia, que utilizan como bono del Estado de referencia el de otro país, añaden la prima de riesgo de su propio país al valor obtenido a través de dichos bonos. Sin embargo, Portugal, que también utiliza como referencia el bono del Estado de otro país, incluye la prima de riesgo asociada a su propio país dentro del término Prima de Riesgo de Mercado, que se define en el apartado 9.4.4.4.

De acuerdo con este enfoque, el periodo de estudio seleccionado y el horizonte relevante considerado, se calcula la tasa libre de riesgo como la media de las cotizaciones diarias de los últimos 6 años del Bono del Estado español a 10 años (entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3), tal y como se establece en el artículo 7.1 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre.

Dicha estimación de la tasa libre de riesgo resultaría equivalente a la utilización de una tasa libre de riesgo pura, obtenida a partir de la media de las rentabilidades de los bonos a 10 años de los países de la eurozona con calificación crediticia AAA, más un diferencial, que represente la prima de riesgo de España y que se calcularía como la diferencia entre la rentabilidad del bono español a 10 años y la rentabilidad media de los bonos a 10 años de los países anteriores.

9.4.4.2. Ajuste por Quantitative Easing

Dado que la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera aprobada por la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, se elabora a partir de los datos económico-financieros para cada uno de los parámetros durante el periodo de cálculo considerado, esta metodología es sensible a dicho periodo de cálculo, que puede incluir periodos de tipos elevados y periodos de tipos bajos.

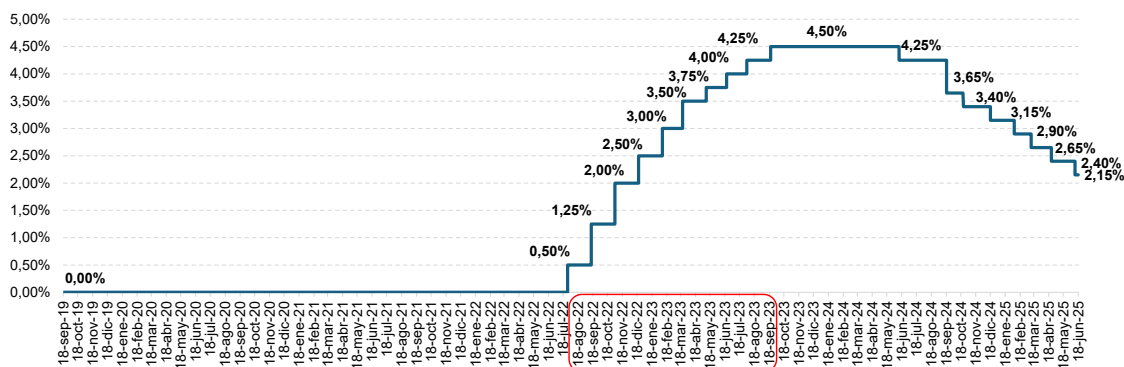
El periodo de cálculo 2018-2023, a emplear para el cómputo de la tasa de retribución financiera del nuevo periodo regulatorio (2026-2031), ha estado marcado por un contexto internacional cambiante por los eventos a nivel sanitario, macroeconómico y geopolítico ocurridos durante los últimos años.

Dichos eventos se han trasladado de forma casi inmediata a los mercados financieros. Concretamente, parámetros como la tasa libre de riesgo han estado sujetos a variaciones de tipos de interés y a las condiciones cambiantes de los mercados financieros, afectadas por eventos excepcionales no previsibles (COVID, invasión de Ucrania), lo que ha provocado una elevada volatilidad y la intervención de los bancos centrales en los mercados.

Así, en un periodo de tiempo de poco más de 1 año (entre julio de 2022 y septiembre de 2023), se pasó de una situación de tipos de interés del 0% a otra situación de tipos de interés máximos de las últimas dos décadas, lo que hace que no resulte sencilla la toma de decisiones bajo la coyuntura actual que aplicarán durante los 6 próximos años.

Por otra parte, los tipos de interés observados en 2023 se están moderando con las 8 bajadas de tipos que ha realizado el BCE en 2024 y en los primeros meses de 2025.

Gráfico 3. Evolución de los tipos de interés del Banco Central Europeo (2019-2025)



Fuente:

https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/key_ecb_interest_rates/html/index.en.html

La cotización de los Bonos del Estado español a 10 años se ha caracterizado por valores muy bajos durante los años 2019, 2020 y 2021, y un repunte muy rápido a partir de 2022.

En el año 2019 aún se encontraba en vigor el programa de compras de activos *Asset Purchase Program* o APP del Banco Central Europeo (en adelante, BCE) iniciado en marzo de 2015 (*Quantitative Easing* o QE), al que se sumó el programa de compras de emergencia frente a la pandemia del COVID en 2020 (*Pandemic Emergency Purchase Program* o PEPP), con el objetivo de contrarrestar los riesgos sobre la economía de la eurozona.

Tras la crisis energética de finales de 2021, acrecentada por la invasión de Ucrania en 2022, que dio paso a un drástico incremento de la inflación, el BCE decidió suspender en junio de 2022 su programa de compra de activos APP. Con relación al programa PEPP, el 16 de diciembre de 2021 el Consejo de Gobierno del BCE anunció que a finales de marzo de 2022 se suspendían las compras netas de activos. El último anuncio con relación al PEPP fue el 14 de diciembre de 2023 a través del cual se comunicó la intención de interrumpir las reinversiones a finales de 2024.

De esta forma, las cotizaciones de los Bonos del Estado se han elevado hasta suponer el 4% en ciertos momentos del año 2023, si bien es cierto que posteriormente se ha visto reducida su cotización en 2024 y 2025. No obstante, no se han llegado a alcanzar los valores máximos de cotización (superiores al 7%) que tuvo el Bono Español durante la primera etapa del periodo 2012-2017, como consecuencia de la crisis de la deuda soberana.

Gráfico 4. Evolución de la cotización de los Bonos del Estado español a 10 años en el periodo 2018-2023 (%)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Bloomberg.

La metodología establecida en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, establece la posibilidad de realizar un ajuste sobre la tasa libre de riesgo (ajuste por QE) su artículo 7.2, con el objetivo de corregir el efecto del mecanismo de compra de deuda llevado a cabo por el BCE en la deuda soberana, en el caso de que el periodo de cálculo hubiera sido significativamente afectado por este efecto, y en ausencia de efectos contrarios derivados de la crisis de la deuda soberana.

Se considera necesario efectuar un Ajuste por QE, dado que el periodo de datos utilizado para el cálculo de la tasa libre de riesgo, 2018-2023, se ha visto significativamente afectado por el mecanismo de compra de deuda llevado a cabo por el BCE, sin que existan efectos contrarios derivados de crisis de deuda soberana.

Así, se han analizado en detalle una serie de informes publicados por el BCE y el Banco de España (en adelante, BE) entre los años 2020 y 2024, relativos al impacto que los programas de compras de activos y los programas de compras de emergencia frente a la pandemia del BCE han causado en la cotización de los bonos soberanos del Estado Español a 10 años, resumiéndose a continuación las principales ideas y conclusiones que se extraen de dichos informes:

- 1) La publicación del año 2020 del Banco de España “*La respuesta de la política monetaria del Banco Central Europeo frente a la crisis del COVID-19*”³⁴ revisa las diferentes medidas de política monetaria que fueron adoptadas por el BCE a partir de la irrupción de la pandemia y analiza el impacto de algunas de las principales medidas sobre la economía española y de la eurozona:
 - Durante la década comprendida entre los años 2010 y 2019, las principales economías avanzadas estuvieron expuestas a presiones desinflacionistas que dieron paso a un periodo de inflación persistentemente baja, lo que llevó a los bancos centrales a mantener sus tipos de interés de referencia en niveles cercanos a cero, o incluso negativos. A medida que el espacio para bajadas adicionales de tipos de interés se fue estrechando, los bancos centrales comenzaron a emplear diversas medidas de expansión de su balance (conocidas genéricamente como *Quantitative Easing*).
 - Con anterioridad a la irrupción de la pandemia del COVID-19, los tipos de interés de la eurozona se mantenían todavía en mínimos históricos y la información contenida en la curva de tipos pre-COVID-19 sugería que los tipos de interés a corto plazo continuarían en los años siguientes en niveles sustancialmente inferiores a sus valores medios anteriores a la crisis económica de 2008. Así, a partir de noviembre de 2019, el BCE decidió reanudar las compras netas de activos públicos y privados bajo el programa de compra de activos (*Assets Purchase Programme* o APP). Por tanto, la irrupción del COVID-19 se produjo en un contexto de baja inflación en la eurozona y amplio estímulo monetario, con los tipos de interés de referencia en mínimos históricos y nuevas compras netas de activos bajo el programa APP.
 - Ante la evolución de la crisis sanitaria del COVID-19, el 12 de marzo de 2020 el BCE adoptó un paquete inicial de medidas expansivas,

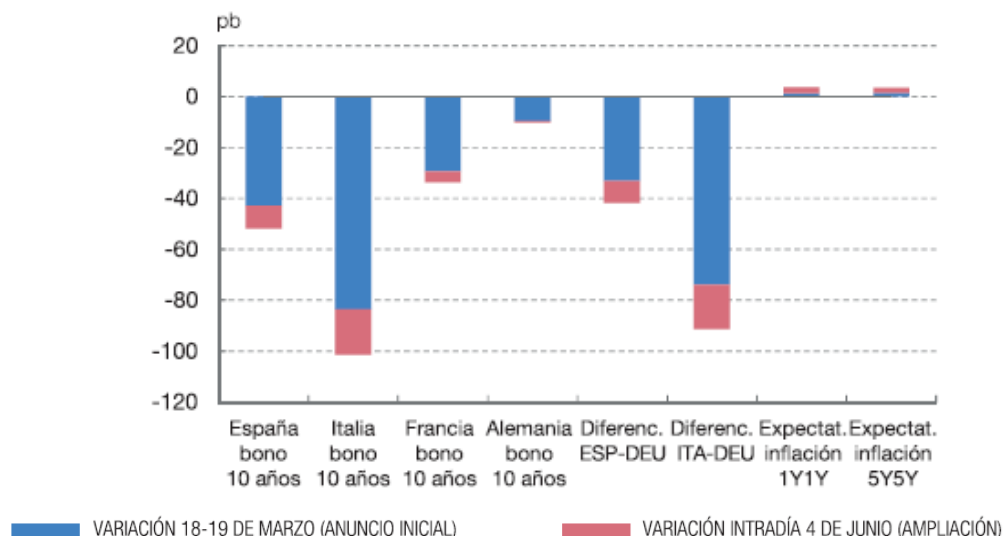
³⁴ “*La respuesta de la política monetaria del Banco Central Europeo frente a la crisis del COVID-19*”. Banco de España, 2020. Documentos Ocasionales N° 2026. Pablo Aguilar, Óscar Arce, Samuel Hurtado, Jaime Martínez-Martín, Galo Nuño y Carlos Thomas.

comprometiéndose, entre otras cosas, a realizar compras netas de activos financieros, dentro del APP, por valor de 120.000 millones € adicionales hasta el final de 2020³⁵. El objetivo de esta medida era mejorar las condiciones de financiación de los mercados financieros mediante la reducción de los tipos de interés de los valores de deuda pública y privada.

- Dado que las perspectivas de la economía de la eurozona habían empeorado significativamente tras el anuncio de confinamientos en varios países como España, y tras producirse un fuerte repunte en los tipos de interés de la deuda soberana y corporativa (especialmente, acusado en aquellos países más afectados por la pandemia como Italia o España), el 18 de marzo de 2020, el BCE anunció el *Pandemic Emergency Purchase Programme* (PEPP), con una dotación inicial de 750.000 millones € hasta finales de 2020. Se trata de un programa temporal que contempla la compra de las mismas clases de activos, tanto del sector público como del privado, que el APP. La diferencia clave entre el APP y el PEPP es que, en este último, las compras se realizan de manera flexible, por lo que se permiten fluctuaciones en su distribución tanto a lo largo del tiempo como por jurisdicciones o tipos de activo.
- Posteriormente, el 4 de junio de 2020, el PEPP se amplió a 1,35 billones € hasta al menos junio de 2021, y se anunció que se reinvertiría como mínimo hasta el final de 2022 el principal de los valores adquiridos según fueran venciendo.
- En lo que respecta al impacto cuantitativo inmediato que tuvo el PEPP en las condiciones financieras de la eurozona, empleándose una metodología de “análisis de eventos”, se observa que, tanto el anuncio inicial de dicho programa, el 18 de marzo de 2020, como el posterior anuncio de su ampliación, el 4 de junio de 2020, causaron fuertes caídas en las rentabilidades de la deuda soberana, sobre todo de la italiana y la española, así como de sus diferenciales respecto al bono alemán.

³⁵ Estos 120.000 millones € se añadían a los 20.000 millones € mensuales aprobados en septiembre de 2019.

Gráfico 5. Impacto inmediato de los anuncios del PEPP sobre la deuda soberana y las expectativas de inflación



Fuente: Informe “La respuesta de la política monetaria del Banco Central Europeo frente a la crisis del COVID-19”, publicado por el Banco de España en 2020.

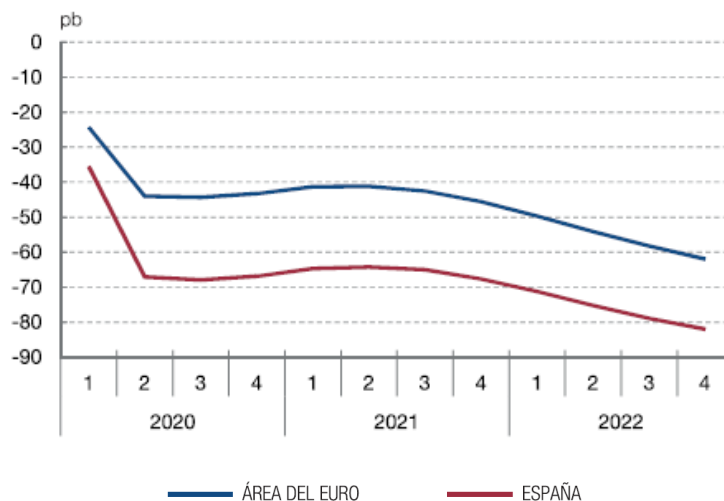
- Como se observa en el Gráfico 5, la ampliación del PEPP del 4 de junio tuvo, en general, un impacto menor que el causado por el anuncio inicial del PEPP: por un lado, porque, al contrario que el anuncio inicial, que fue en gran medida inesperado, la ampliación del programa anunciada el 4 de junio de 2020 sí estaba parcialmente descontada por los inversores, si bien el volumen adicional finalmente aprobado fue algo mayor de lo esperado. Y, por otro lado, porque la ampliación del PEPP se produjo en un contexto de menores tensiones en los mercados financieros que las observadas en el mes de marzo.

En el caso de España, el anuncio inicial de dicho programa produjo un descenso inmediato de 41 p.b. en la cotización del Bono de Estado a 10 años y el anuncio de su ampliación, una caída de 10 p.b. adicionales.

- Por su parte, de acuerdo con la simulación efectuada por el modelo DSGE³⁶ desarrollado por el Banco de España (*Joint Spain Euro-Area*) como herramienta de análisis macroeconómico y de política monetaria, se muestra en el Gráfico 6 el efecto conjunto (respecto de un escenario sin PEPP) de ambos anuncios del PEPP sobre el rendimiento de los bonos a largo plazo de España y de la eurozona a lo largo del periodo comprendido entre el primer trimestre de 2020 y el cuarto trimestre de 2022.

³⁶ Modelo dinámico y estocástico de equilibrio general.

Gráfico 6. Efectos dinámicos del PEPP en el rendimiento de los bonos a largo plazo de España y la eurozona



Fuente: Informe “La respuesta de la política monetaria del Banco Central Europeo frente a la crisis del COVID-19”, publicado por el Banco de España en 2020.

- No obstante, el informe publicado por el Banco de España destaca el grado de incertidumbre en las estimaciones efectuadas, sobre todo en el caso español, indicando que las estimaciones anteriores son, probablemente, una cuantificación conservadora de la efectividad del PEPP.
- 2) Por su parte, en febrero de 2022, el BCE publicó el informe “*Market-stabilization QE*”³⁷, con el objetivo de analizar el impacto que habían tenido sobre los mercados financieros los programas de compra de activos que clasifica como “*market-stabilization QE*”, tales como el PEPP, a diferencia de los programas de compra de activos que clasifica como “*conventional QE*”, como es el caso del APP. Las principales conclusiones que se derivan de este informe son las siguientes:
- Los programas de tipo “*market-stabilization QE*” del BCE tienen un impacto muy significativo sobre los rendimientos de los bonos soberanos con plazos de 2 a 10 años de los países periféricos (como Italia y España) y sus efectos muestran una elevada persistencia.
 - No obstante, el impacto producido por este tipo de programas sobre los rendimientos de los bonos soberanos alemanes es en sentido opuesto al de los países periféricos y, además, con una persistencia moderada.

³⁷ “*Market-stabilization QE*”. European Central Bank. Working Paper Series. No 2640. February 2022. Roberto Motto, Kadir Özen.

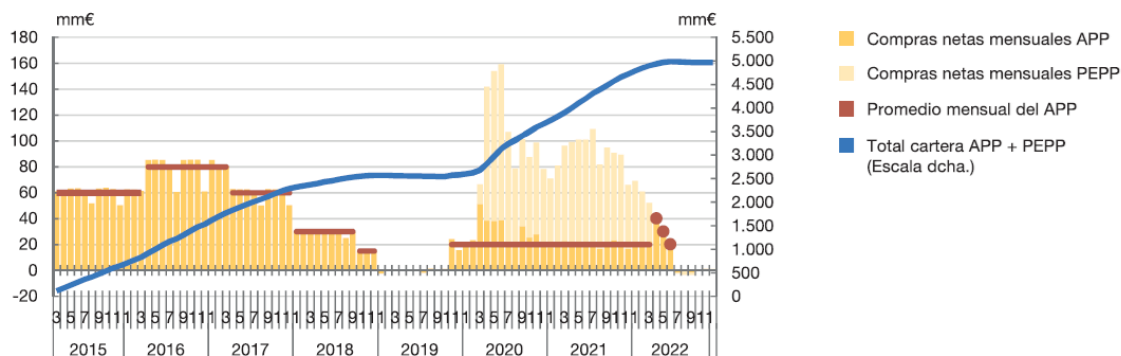
- Respecto al impacto sobre los índices bursátiles, éstos experimentan subidas tanto en los países periféricos como en los países centrales de la zona euro tras el anuncio de un programa de “*market-stabilization QE*”, siendo el efecto de carácter persistente.
 - En lo que se refiere a los efectos macroeconómicos que se derivan de este tipo de programas, se deduce del análisis efectuado que éstos desencadenan efectos expansivos tanto en los países periféricos de la eurozona como en los centrales, con un descenso en la tasa de desempleo y un aumento de la inflación. En todo caso, el efecto pico es más significativo en los países periféricos.
- 3) Por último, el reciente informe publicado por el Banco de España “*El efecto de los programas de compras de activos del Banco Central Europeo en las cuentas públicas de España*”³⁸, de marzo de 2024, ofrece una cuantificación empírica del efecto sobre las cuentas públicas en España de los programas de compras de activos APP y PEPP implementados en la eurozona entre los años 2015 y 2020:
- Con el objetivo de estimar los efectos de los anuncios sobre las compras netas bajo el marco de los programas APP y PEPP en los tipos a largo plazo de la economía española, se ha empleado un modelo estructural de curva de tipos, mediante el cual se ha llevado a cabo una simulación en la que se replican las sendas objetivo comunicadas en 8 anuncios de recalibraciones del APP³⁹ y 3 del PEPP⁴⁰ para el periodo de expansión de cartera comprendido entre 2015 y 2020.

³⁸ “*El efecto de los programas de compras de activos del Banco Central Europeo en las cuentas públicas de España*”. Banco de España, marzo 2024. Documentos Ocasionales N° 2409. Pablo A. Aguilar, Mario Alloza, James Costain, Samuel Hurtado y Jaime Martínez-Martín.

³⁹ Estas decisiones del Consejo de Gobierno del BCE sobre recalibraciones del APP tuvieron lugar en las siguientes fechas: 22 de enero 2015; 3 de diciembre 2015; 10 de marzo 2016; 26 de octubre 2017; 14 de junio 2018; 12 de septiembre 2019; y 12 de marzo 2020. Para más información ver Cuadro 1, página 13, del Informe del Banco de España: “*El efecto de los programas de compras de activos del Banco Central Europeo en las cuentas públicas de España*”.

⁴⁰ Estas decisiones del Consejo de Gobierno del BCE sobre recalibraciones del PEPP tuvieron lugar en las siguientes fechas: 18 de marzo 2020; 4 de junio 2020; 10 de diciembre 2020. Para más información ver Cuadro 1, página 13, del Informe del Banco de España: “*El efecto de los programas de compras de activos del Banco Central Europeo en las cuentas públicas de España*”.

Gráfico 7. Programa de compras netas de activos (APP y PEPP) a lo largo del periodo 2015-2022

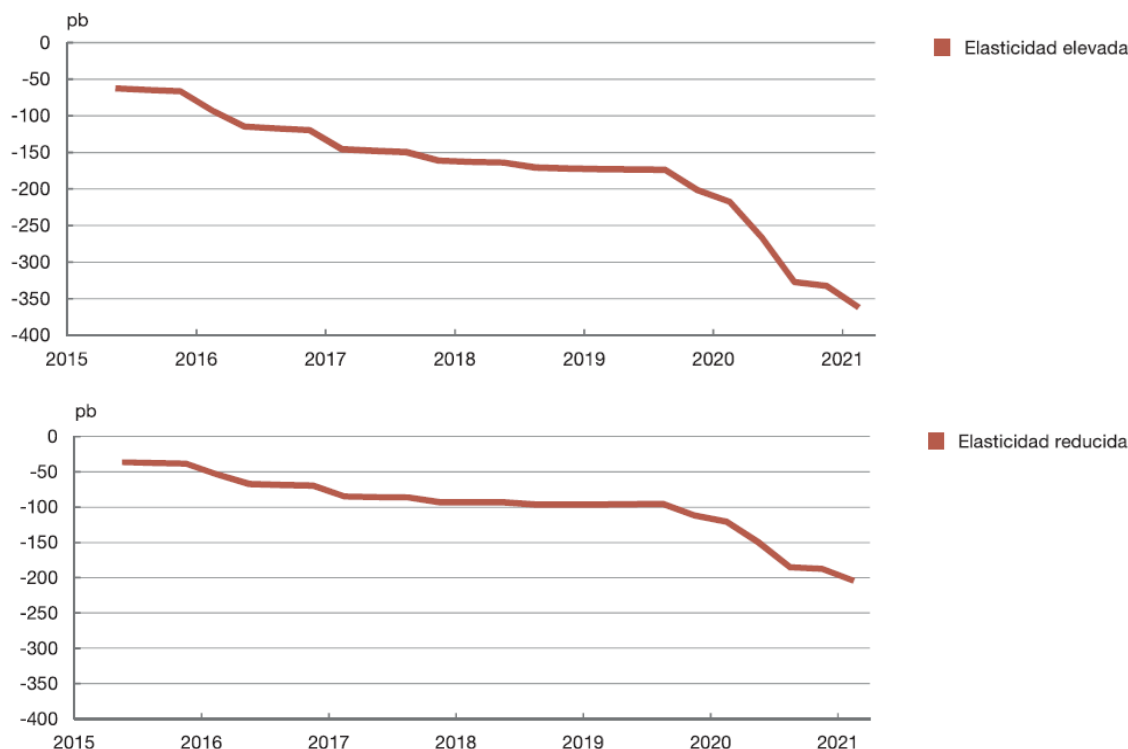


Fuente: Informe “El efecto de los programas de compras de activos del Banco Central Europeo en las cuentas públicas de España”, publicado por el Banco de España en marzo de 2024.

- Para cada anuncio, se han considerado dos calibraciones alternativas con el fin de ilustrar el rango de incertidumbre asociado a las simulaciones del modelo: con elasticidad elevada (basada en la caída del rendimiento del bono español a 10 años observada tras el anuncio del PEPP en marzo de 2020 que, tal y como señala el informe publicado por el Banco de España, fue de 51 p.b. en una ventana de dos días posteriores al anuncio, lo que se traduce en un efecto de 68,7 p.b. por cada 100.000 millones € de compras de bonos españoles) y con elasticidad reducida (basada en el anuncio inicial del APP, que supuso una caída del rendimiento del bono español a 10 años de 26 p.b. en el día de su anuncio, el 22 de enero de 2015, y en una encuesta de Bloomberg de diciembre de 2014 para inferir la parte ya anticipada por los mercados antes del día del anuncio, lo que supone un impacto de 35,6 p.b. por cada 100.000 millones €).
- Como se observa en el Gráfico 8, aplicando la calibración de elasticidad elevada al conjunto de los anuncios de compras de bonos soberanos españoles entre enero de 2015 y diciembre de 2020 (que ascendieron en su totalidad a 481.000 millones €), se calcula un impacto acumulado de 381 p.b., mientras que aplicando la calibración de elasticidad reducida a la serie de todos los anuncios de compras, se calcula que los 481.000 millones € de compras anunciadas generaron un impacto acumulado de 216 p.b.

En ambos casos, el impacto de las compras observado en los datos, y por tanto el impacto simulado con este modelo, es algo mayor para España e Italia que para países como Alemania y Francia.

Gráfico 8. Cambio en los rendimientos a largo plazo (España), según la calibración de elasticidad



Fuente: Informe “El efecto de los programas de compras de activos del Banco Central Europeo en las cuentas públicas de España”, publicado por el Banco de España en marzo de 2024.

A la vista de la bibliografía consultada y de la información extraída de los anteriores informes, se puede concluir lo siguiente en lo que respecta al impacto cuantitativo en los Bonos del Estado español a 10 años debido a los programas de compras de activos del BCE:

- El anuncio inicial del PEPP en marzo de 2020 produjo un descenso inmediato de 41 p.b. en la cotización del Bono del Estado a 10 años, y el anuncio de su ampliación, en junio de 2020, una caída intradía de 10 p.b. adicionales.
- El efecto dinámico del PEPP en el rendimiento de los bonos a largo plazo de España entre el primer trimestre de 2020 y el cuarto trimestre de 2022 se estima en 81 p.b., aproximadamente.
- El impacto acumulado del conjunto de los anuncios de compras de activos del BCE (APP y PEPP) entre enero de 2015 y diciembre de 2020 sobre los rendimientos de los bonos soberanos españoles a 10 años fue de 381 p.b., con una calibración de elasticidad elevada, y de 216 p.b., con una calibración de elasticidad reducida.

No obstante, el propio informe publicado por Banco de España considera lo siguiente: *“esta elasticidad reducida representa probablemente una infraestimación del impacto de las compras. Analizando los movimientos de tipos asociados con todas las noticias sobre el APP entre septiembre de 2014 y marzo de 2015, y controlando por noticias macroeconómicas, Altavilla, Carboni y Motta (2021) concluyen que el impacto de la primera ronda del APP fue bastante mayor, con una elasticidad parecida a la del PEPP”*.

A la vista de lo anterior, resulta necesario realizar un Ajuste por QE para corregir el impacto cuantitativo de los programas APP y PEPP sobre la cotización del Bono del Estado español a 10 años. Se ha estimado que sería el siguiente:

- Años 2018-2021: en el Cuadro 7 se muestra el ajuste para cada uno de los trimestres de estos años, de acuerdo con la calibración de elasticidad elevada (extraído del Gráfico 8):

Cuadro 7. Ajuste trimestral desde 2018 a 2021 en el Bono del Estado español a 10 años por Quantitative Easing.

Año	Trimestre	Ajuste
2018	T1	1,60%
	T2	1,60%
	T3	1,65%
	T4	1,70%
2019	T1	1,75%
	T2	1,75%
	T3	1,75%
	T4	1,80%
2020	T1	2,10%
	T2	2,40%
	T3	2,90%
	T4	3,30%
2021	T1	3,81%
	T2	3,81%
	T3	3,81%
	T4	3,81%

Nota: En 2021, el Ajuste por QE se realiza con el dato anual de comienzo de año, al no existir datos trimestrales posteriores.

Fuente: Elaboración propia a partir del escenario de elasticidad elevada del Gráfico 8.

- Año 2022: se estima un impacto de -381 p.b., igual que el considerado para el año 2021, al principio del año, y un impacto de 0 p.b. a partir del segundo

semestre, dado que las compras netas del PEPP finalizaron en el mes de marzo de 2022 y las del APP finalizaron en el mes de junio de 2022 (ver Gráfico 7). Con el objetivo de realizar un ajuste gradual desde su valor a principios de año (3,81%) hasta el final de las compras (0,00%), se estima un decrecimiento lineal mensual para los meses del primer semestre. Los valores resultantes se muestran en el Cuadro 8.

Cuadro 8. Ajuste mensual en 2022 en el Bono del Estado español a 10 años por Quantitative Easing.

Mes 2022	Ajuste
Enero	3,81%
Febrero	3,18%
Marzo	2,54%
Abril	1,91%
Mayo	1,27%
Junio	0,64%
Julio - diciembre	0,00%

Fuente: Elaboración propia.

- Año 2023: 0 p.b.

El informe publicado por el Banco de España³⁸, como se señala en la nota 7 de su página 13, no considera los anuncios del Banco Central Europeo que se produjeron desde diciembre de 2021, en los que se anunciaron reducciones del ritmo de compras del APP y del PEPP, y la finalización de ambos programas. Estos anuncios tuvieron el efecto de elevar progresivamente la cotización de los bonos soberanos españoles, cuyo efecto es el contrario a los anuncios de compras netas, que redujeron la cotización. Ante la ausencia de información más precisa, esta CNMC ha considerado oportuno reflejar este efecto, de sentido opuesto a los anuncios de compras que se produjeron hasta diciembre de 2020 y que son los que considera el Informe publicado por el Banco de España, mediante el ajuste gradual mensual en 2022 que se ha expuesto. Este enfoque simplificado se considera suficiente a los efectos pretendidos en esta Circular, y ofrece resultados coherentes y plausibles de la cotización de los bonos del estado después de la aplicación del ajuste mensual.

9.4.4.3. Coeficiente β

El artículo 8 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, establece la forma de cálculo del coeficiente beta, que no se modifica.

El coeficiente beta representa el riesgo sistemático o no diversificable de la actividad regulada y se calcula como el coeficiente de correlación entre la

rentabilidad del activo y la rentabilidad de la cartera de mercado. Así, para el cálculo de este parámetro, es necesario realizar una regresión estadística de las tasas de rentabilidad históricas del activo en cuestión sobre las tasas de rentabilidad históricas de la cartera de mercado.

Dado que el objetivo es calcular el parámetro beta de una determinada actividad regulada y no de una empresa concreta, el método más ampliamente utilizado para la estimación de este coeficiente es el de los comparadores. Este método se basa en la selección de empresas cotizadas que realizan las mismas actividades y que operan en un entorno regulatorio similar, implicando así un perfil de riesgo sistemático equiparable al de las actividades reguladas cuyo parámetro beta se pretende estimar.

En España, el coeficiente beta que se incorpora a la fórmula del WACC corresponde a una beta reapalancada como se indica en el artículo 8 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, que no se modifica. El proceso de estimación del coeficiente beta de las actividades reguladas consta de los siguientes cuatro pasos:

1. Cálculo de la beta apalancada para cada empresa i (β_{Li}):

Para calcular la beta apalancada de cada empresa incluida en el grupo de comparadores, se ha utilizado el cálculo de regresión estadística que realiza Bloomberg, considerando un horizonte de 6 años y observaciones semanales del valor de las acciones de cada empresa con respecto al correspondiente índice bursátil local. Esta frecuencia de datos semanal mitiga un potencial problema de falta de liquidez en el mercado y, además, reduce el sesgo que introduce la existencia de días sin cotización.

En cuanto al periodo de estudio, se toman datos correspondientes a los últimos 6 años desde la fecha de cálculo.

Por otro lado, uno de los inconvenientes relacionados con el uso del modelo CAPM se debe al sesgo a la baja en el resultado que puede producirse como consecuencia de la consideración de activos que muestran poca liquidez en el mercado. Por este motivo, la metodología incluye la realización de un test de liquidez, 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. Específicamente, se descartarán los valores del coeficiente beta de aquellos comparadores cuyo diferencial medio de compra-venta, o *bid-ask spread*, correspondiente a los últimos seis años, sea superior a un 1%.

Este diferencial se obtendrá como un promedio, para los últimos seis años, del diferencial mensual de compra-venta para cada sociedad, siendo el valor mensual un promedio del diferencial de compra-venta de los días bursátiles en el mes correspondiente.

2. Cálculo de la beta desapalancada para cada comparador (β_{Ui}):

Los coeficientes beta obtenidos en el paso anterior no son directamente comparables al estar afectados por el nivel de apalancamiento de cada empresa, por lo que es necesario desapalancar todas las betas.

Con el objeto de eliminar dicho efecto de apalancamiento propio de cada comparador y homogeneizar las betas de todas las empresas, se emplea la fórmula de Modigliani-Miller, como se indica en el artículo 8.5 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre:

$$\beta_{Ui} = \frac{\beta_{Li}}{[1 + \frac{D_i}{FPI} \cdot (1 - T_i)]}$$

Donde:

β_{Ui}	Beta desapalancada del comparador i, en número adimensional.
β_{Li}	Beta apalancada del comparador i, en número adimensional.
D_i/FPI	Ratio deuda/fondos propios del comparador i.
T_i	Tasa impositiva aplicable al comparador i según su país, en tanto por uno.

Por su parte, el ratio deuda/fondos propios de cada comparador se calcula como el cociente entre la media de los últimos 6 años, desde la fecha de cálculo, de los valores diarios de su deuda neta (deuda a largo y corto plazo total, descontando la partida de efectivo y otros activos líquidos equivalentes) y la media de los últimos 6 años de sus fondos propios, obtenida a partir de los valores diarios de capitalización bursátil de cada sociedad.

3. Cálculo de la beta desapalancada de la actividad regulada (β_U):

Una vez calculados los coeficientes beta desapalancados para cada una de las empresas incluidas en el grupo de comparadores (β_{Ui}), la beta desapalancada de la actividad regulada (β_U) se estima como el valor de la beta desapalancada media para el número de comparadores que hayan superado el test de liquidez y todo el período considerado (m_2). El artículo 8.4 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, establece su fórmula de cálculo:

$$\beta_U = \frac{\sum_{i=1}^{m_2} \beta_{Ui}}{m_2}$$

4. Cálculo de la beta reapalancada de la actividad regulada (β):

Dado que el cómputo del WACC requiere el uso de una beta apalancada, finalmente, se procede a reapalancar la beta de la actividad regulada obtenida en el paso anterior. Para ello, se aplica el ratio deuda/fondos propios que corresponda al ratio de apalancamiento regulatorio seleccionado y la tasa impositiva estatutaria en España, y se emplea la fórmula de Hamada, como se establece en el artículo 8.3 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre.

$$\beta = \beta_U \cdot \left[1 + \left(\frac{D}{FP} \right)^{reg} \cdot (1 - T) \right]$$

Donde:

β	Coficiente beta.
β_U	Beta desapalancada de la actividad regulada, en número adimensional.
$\left(\frac{D}{FP} \right)^{reg}$	Ratio regulatorio entre la deuda neta y los fondos propios, en tanto por uno. Se calculará a partir del ratio de apalancamiento regulatorio con la fórmula siguiente:

$$\left(\frac{D}{FP} \right)^{reg} = \frac{RA}{1 - RA}$$

Donde:

	RA: Ratio de apalancamiento regulatorio.
T	Tasa impositiva estatutaria aplicable en España, en tanto por uno.

9.4.4.4. Prima de riesgo de mercado (PRM)

El artículo 9 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, establece la forma de cálculo de la prima de riesgo de mercado (PRM), que no se modifica.

La prima de riesgo de mercado se define como la diferencia entre el valor esperado de la tasa media de retorno del mercado y la tasa libre de riesgo.

Según el artículo 9 de la Circular 2/2019, se calcula a través del método de análisis histórico, que consiste en el análisis estadístico de los datos observados de rentabilidad del mercado con respecto a la tasa libre de riesgo.

Para ello, se utiliza la información incluida en el informe anual “*Global Investment Returns Yearbook*”, publicado por UBS, en base al análisis histórico efectuado por Dimson, Marsh y Staunton (DMS) con información de mercado de un conjunto de más de 20 países desde el año 1900.

Así, para la estimación de la prima de riesgo de mercado, este informe calcula la media aritmética y la media geométrica de la diferencia entre la rentabilidad del mercado y los bonos emitidos por los distintos Estados, para el periodo comprendido entre 1900 y el año anterior al de publicación del informe, que tiene frecuencia anual.

Según la metodología establecida en el artículo 9.4 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, se calcula el promedio entre los valores correspondientes a la media geométrica y a la media aritmética.

Se consideran los países en los que según el artículo 4 de la Circular 2/2019 se realiza la búsqueda de comparadores, para los que existan datos en el informe.

Por otro lado, el peso que se le da a cada país en el cálculo de la PRM, según el apartado 9.2 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, se realiza a través de una ponderación de las primas de riesgo de cada país por su capitalización bursátil en el último día del período considerado.

Respecto a la selección de la media geométrica o aritmética para la estimación de la PRM a partir del análisis efectuado por DMS, este tema ya fue ampliamente desarrollado en la memoria de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre. En general, no existe un consenso entre expertos en finanzas en la utilización de uno u otro enfoque puesto que, de acuerdo con ciertos estudios, el uso de la media aritmética supone una sobreestimación de la PRM, mientras que otros concluyen que el empleo de la media geométrica conduce a una subestimación de la misma. A este respecto, los dos tipos de medias representan comportamientos extremos de los inversores: mientras que la media geométrica estima el rendimiento de una cartera teórica mantenida durante todo el periodo de inversión, la media aritmética puede interpretarse como la rentabilidad esperada por un inversor que realizara una elección aleatoria sobre su inversión.

De acuerdo con el informe *“The Most Important Number in Finance. The Quest for the Market Risk Premium”*, publicado por JP Morgan⁴¹ (traducido del original en inglés): *“La elección entre métodos basados en la media aritmética vs. geométrica puede resultar en diferencias significativas en la estimación de la prima de riesgo de mercado. Por ejemplo, si \$100 aumentan hasta \$110 en un año y luego vuelven a caer a \$100 el año siguiente, el retorno anual aritmético medio es $[+10.0\%-9.1\%]/2$, o 0.5%. La media aritmética representa la mejor estimación de la rentabilidad anual esperada. No obstante, la media geométrica será del 0%, que es la rentabilidad anual compuesta que el inversor ha obtenido realmente. Muchos académicos prefieren la media aritmética porque representa la rentabilidad esperada por un inversor en cualquier momento temporal, mientras que la media geométrica refleja mejor la rentabilidad sobre los activos que los inversores deberían esperar en un horizonte a largo plazo”*.

Por su parte, los propios autores del informe DMS, Dimson, Marsh y Staunton, ponen de manifiesto en su libro *“Triumph of the Optimists: 101 Years of Global Investment Returns”*⁴² que no existe una única medida correcta de la prima de riesgo, sino que el uso de la media aritmética o geométrica depende del propósito analítico. En las páginas 183 a 185, los autores explican que la media geométrica refleja con precisión la rentabilidad efectivamente obtenida por los inversores a lo largo del tiempo, al incorporar el efecto de la capitalización compuesta, mientras que la media aritmética es la estimación apropiada cuando se pretende proyectar rentabilidades esperadas en un único periodo futuro. De acuerdo con esta interpretación, los autores subrayan que ambas medidas están relacionadas mediante la varianza de los retornos y que, en consecuencia, la diferencia entre ambas representa el impacto de la volatilidad histórica sobre las expectativas de rentabilidad (p. 184). Por ello, Dimson, Marsh y Staunton no se decantan por una u otra medida, sino que recomiendan seleccionar la más adecuada según el uso concreto: geométrica para describir la experiencia histórica y aritmética para estimar el rendimiento esperado.

En base a todo lo anterior, la presente metodología mantiene la utilización del promedio entre los valores correspondientes a la media geométrica y aritmética, constituyendo una solución metodológicamente equilibrada y prudente, que permite reflejar simultáneamente el rendimiento histórico efectivamente observado y las expectativas razonables de rentabilidad futura. En todo caso,

⁴¹ *“The Most Important Number in Finance. The Quest for the Market Risk Premium”*. Marc Zenner, Scott Hill, John Clark, Nishant Mago. JP Morgan, Capital Structure Advisory & Solutions. Mayo 2008. Disponible en: <https://www.jpmorgan.com/jpmpdf/1320675769380.pdf>

⁴² *“Triumph of the Optimists: 101 Years of Global Investment Returns”*. Elroy Dimson, Paul Marsh, Mike Staunton. Princeton University Press, 2002.

resulta razonable no prescindir de la media geométrica en la estimación de la PRM, teniendo en cuenta que la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera está basada en el cálculo de los distintos parámetros sobre la base de valores históricos observados.

En el Cuadro 9 se muestra la metodología para el cálculo de la prima de riesgo de mercado utilizada por determinados reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético. Se observa que otros reguladores energéticos europeos como Alemania, Bélgica y Países Bajos optan también por utilizar el promedio entre la media aritmética y geométrica.

En particular cabe señalar que el regulador de Países Bajos, ACM, afirma lo siguiente⁴³: *“50. La literatura muestra que los científicos están divididos en cuanto a si la prima de riesgo de mercado histórica debe calcularse en función de la media geométrica o de la media aritmética. Por ello, la ACM determina la prima de riesgo de mercado sobre la base de los resultados de ambas medias y asigna un 50% a cada una”*.

⁴³ Decisión del regulador de Países Bajos, ACM, de 14 de diciembre de 2023, referenciada por un agente en sus alegaciones (<https://www.acm.nl/system/files/documents/bijlage-3-bij-het-gewijzigd-methodebesluit-systeemtaken-tennet-2022-2026.pdf>), página 18.

Cuadro 9. Metodología empleada por reguladores europeos para calcular la prima de riesgo de mercado

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica	Transporte de gas	Distribución de gas
Alemania ^{nota}	Promedio entre media aritmética y geométrica del DMS			
Austria	Decisión regulatoria		Extremo superior del intervalo de un informe de expertos	Decisión regulatoria
Bélgica ^{nota}	Promedio entre media aritmética y geométrica del DMS	Región Flamenca: promedio media aritmética y geométrica del DMS ponderado por la capitalización del mercado Región Valona: Informe DMS Región Bruselas: decisión regulatoria	Promedio entre media aritmética y geométrica del DMS	Región Flamenca: promedio media aritmética y geométrica del DMS ponderado por la capitalización del mercado Región Valona: Informe DMS Región Bruselas: decisión regulatoria
Dinamarca ^{nota}	Recomendaciones de un grupo de expertos			
Finlandia	Basado en un informe de consultoría y en la experiencia de anteriores periodos regulatorios			
Francia	Decisión regulatoria sobre la base de estudios de consultoría y evaluaciones internas.	n.d.	Decisión regulatoria sobre la base de estudios de consultoría y evaluaciones internas.	
Gran Bretaña	El <i>Total Market Return</i> se estima considerando la media histórica a largo plazo de los rendimientos del mercado			
Grecia	Basado en datos históricos y estimaciones futuras sobre la evolución del rendimiento del mercado frente a los bonos del Estado			
Irlanda	Informe DMS			
Italia	Diferencia entre el rendimiento total del mercado (determinado considerando los rendimientos promedio a largo plazo en países con alta calificación) y la tasa libre de riesgo real			
Noruega	Evaluación de consultora, expertos e informe CEER		n.d.	n.d.
Países Bajos	Promedio entre media aritmética y geométrica del DMS			
Portugal	Prima de riesgo para mercado maduro (spread entre el S&P 500 y los bonos del Tesoro de EE.UU. a 10 años, o datos de benchmarking de reguladores europeos) + Diferencial de riesgo país (diferencial entre los rendimientos de los bonos a 10 años de Portugal y de países con rating AAA como Alemania y Países Bajos)			
Suecia	Utilizan informes de una consultora (basados en encuestas y entrevistas en el mercado sueco)			

Nota: Alemania, Bélgica (en transporte eléctrico y de gas, así como en distribución eléctrica y de gas en la región de Bruselas) y Dinamarca (en transporte eléctrico y de gas) no utilizan la fórmula del WACC, solo calculan el coste de los fondos propios y establecen un límite a la estructura financiera.

n.d.: información no disponible.

Nota metodológica: estos datos se corresponden a los reportados por reguladores europeos en el *CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks* del año 2023 y en normativa nacional. No obstante, es necesario interpretarlos con cautela ya que sus periodos regulatorios pueden no corresponderse con un periodo de 6 años como en el caso español y, en algunos casos existen mecanismos de revisión intraperiodo.

Fuente: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 y normativa nacional.

En definitiva, la metodología adoptada garantiza la coherencia con la evidencia académica y con la práctica comparada de otros reguladores energéticos europeos de nuestro entorno, siendo consistente con el criterio seguido en la Circular 2/2019 y con la metodología de estimación de los distintos parámetros de la tasa de retribución financiera, obteniendo de esta forma una estimación robusta y estable de la PRM.

9.4.5. Coste de la deuda

En la fórmula empleada para el cálculo del WACC, el coste de la deuda se refiere al coste financiero que tienen que soportar las empresas para poder desarrollar

su actividad a través de financiación ajena, es decir, mediante financiación bancaria o emisiones de deuda en los mercados de capitales.

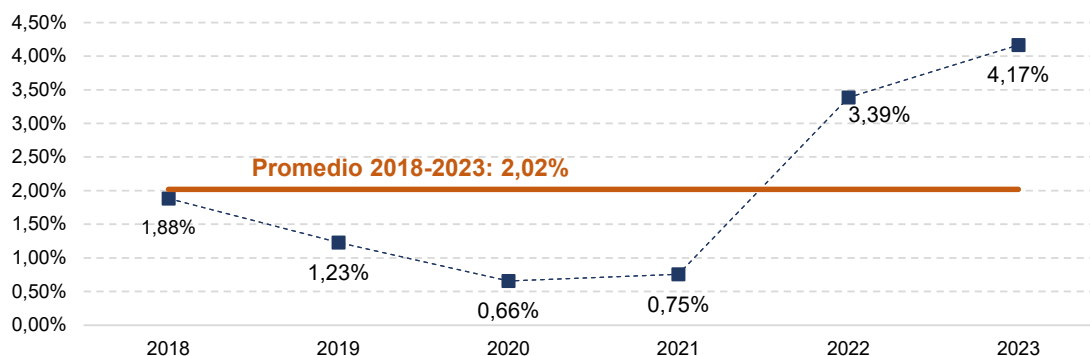
El artículo 10 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, establece la forma de cálculo del coste de la deuda, que se modifica mediante esta Circular.

Se mantiene la utilización de comparadores, así como la forma de cálculo del coste de la deuda mediante IRS más CDS a 10 años, o en ausencia de éstos, mediante la TIR de emisiones de deuda (“yield at issue date”) en euros y a plazo entre 8 y 12 años. Sin embargo, en lugar de utilizarse únicamente datos históricos del periodo n-8 a n-3, se modifica el artículo 10 de la Circular 2/2019 para pasar a utilizar tanto datos históricos como datos futuros.

Este cambio de metodología que combina datos históricos y futuros viene justificado porque los parámetros que se utilizan para el cálculo del coste de la deuda han presentado una elevada volatilidad a lo largo del periodo de cálculo. Estos parámetros (IRS, CDS, TIR de emisiones) están sujetos a las variaciones de tipos de interés y a las condiciones de los mercados financieros y, además de presentar una elevada volatilidad a lo largo del periodo de cálculo, se han visto afectados por eventos excepcionales no previsibles, como la pandemia del COVID y la invasión de Ucrania por Rusia, que han provocado, a su vez, la intervención de los bancos centrales en los mercados.

Como se muestra en el siguiente gráfico, las empresas se han visto beneficiadas por tipos de interés bajos en 2019, y especialmente en 2020 y 2021, así como por los programas de compras de activos del BCE, que han incluido deuda corporativa. Por lo tanto, tienen deuda a largo plazo en su balance a tipos bajos.

Gráfico 9. Evolución del coste de la deuda entre 2018 y 2023 (%)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Bloomberg.

Tras la interrupción de los programas de compras de activos del BCE y las progresivas subidas de tipos de interés, los tipos se incrementaron significativamente en 2022, y especialmente en 2023. En poco más de un año, se pasó de tipos de interés próximos al 0%, a tipos de interés máximos de los últimos 20 años.

Si bien los tipos máximos observados en 2023 se están moderando con las 4 bajadas de tipos que ha realizado el BCE en 2024, y 2 bajadas en 2025, se considera que la nueva deuda que tengan que emitir las empresas, para financiar las nuevas inversiones durante el periodo regulatorio siguiente, o bien para refinanciar una parte de la deuda existente en balance, puede no beneficiarse de tipos de interés tan bajos como los observados en algunos años del periodo de cálculo, considerando además que las compras de activos del BCE se han interrumpido.

Por ello, se ha considerado oportuno **modificar el artículo 10 de la Circular 2/2019** incorporando a la metodología de cálculo del coste de la deuda un **enfoque mixto que tenga en cuenta datos históricos** (para incorporar el coste de la deuda que ya está en el balance de las empresas) **y previsiones futuras** (para simular el coste de la nueva deuda que tendrán que asumir las empresas durante el periodo regulatorio).

Es decir, se procede como novedad a incluir valores futuros en el cálculo del coste de la deuda para tener una mejor estimación de las condiciones de financiación del próximo periodo regulatorio.

Como novedad adicional, la fórmula de cálculo del coste de la deuda distingue entre el **coste de la deuda “Business as usual”**, y el **coste de la deuda de las “Inversiones incrementales”**. Ambos se ponderan atendiendo a su representatividad para obtener un coste de la deuda único que se incorpora a la fórmula del WACC.

Se considera **“Business as usual”** la realización de inversiones por importe similar a la amortización de los activos. Como se detalla en los informes de análisis económico financiero de los años 2018 a 2022 que la CNMC ha realizado sobre Red Eléctrica de España, S.A.U.⁴⁴ y sobre las principales empresas de

⁴⁴ “Informe de análisis económico financiero de Red Eléctrica de España, S.A.U. (2018-2022)” (INF/DE/393/23).

distribución en el sector eléctrico⁴⁵, las empresas han venido realizando inversiones por importe similar a la amortización de sus activos, manteniendo su inmovilizado material neto prácticamente constante en el tiempo, lo que no ha generado necesidad de captar capitales adicionales para la financiación de sus inversiones. En este sentido, el coste de la deuda “*Business as usual*” refleja el coste de la deuda en balance, contraída hace años, pero que se va renovando progresivamente a medida que resulte necesario refinanciar la deuda existente. Se considera que retribuye adecuadamente el coste de la deuda de la base de activos histórica y de las nuevas inversiones que se realicen durante el periodo regulatorio, por importe similar a la amortización de los activos. No obstante, puesto que en el sector gasista los activos fijos (inmovilizado material neto y aplicaciones informáticas) han seguido en los últimos años una tendencia decreciente, como se observa en los informes de análisis económico financiero de los años 2018 a 2022 realizados por la CNMC sobre ENAGÁS TRANSPORTE⁴⁶ y sobre las empresas que realizan la actividad de regasificación⁴⁷, se incorpora en el cálculo del coste de la deuda “*Business as usual*” un coeficiente de disminución del inmovilizado que recoge la menor necesidad de refinanciación de la deuda debido al perfil decreciente de la base de activos regulados.

Específicamente, para el cálculo del coste de la deuda “*Business as usual*” se utiliza una media móvil, que cada año se desplaza 1 año. Es decir, para calcular el coste de la deuda en el año m , se parte del promedio del coste de la deuda de los 6 años comprendidos entre $n-8$ y $n-3$. Esto significa que el coste de la deuda del año 2026 corresponde a un promedio del coste de la deuda de los años 2018 a 2023. A continuación, la media móvil se desplaza 1 año. Es decir, el coste de la deuda del año 2027 corresponde a un promedio del coste de la deuda de los años 2019 a 2024, y así sucesivamente, como se muestra en el Cuadro 10, donde, además, se muestra si los datos que se utilizan son históricos o futuros.

A continuación, se realizaría el promedio ponderado, que considera el coeficiente de disminución del inmovilizado (d), de los 6 datos, de m a $m+5$.

⁴⁵ “Informe de análisis económico financiero de las principales empresas de distribución del sector eléctrico (2018-2022)” (INF/DE/396/23).

⁴⁶ “Informe de análisis económico financiero de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. (2018-2022)” (INF/DE/394/23).

⁴⁷ “Informe de análisis económico financiero de las empresas que realizan la actividad de regasificación (2018-2022)” (INF/DE/397/23).

Cuadro 10. Datos utilizados para el cálculo del coste de la deuda “Business as usual”

		Datos históricos						Futuros					Ponderación
		n-8 2018	n-7 2019	n-6 2020	n-5 2021	n-4 2022	n-3 2023	n-2 2024	n-1 2025	n 2026	n+1 2027	n+2 2028	
Coste de la deuda	m 2026	x	x	x	x	x	x						1
	m+1 2027		x	x	x	x	x	x					1-d
	m+2 2028			x	x	x	x	x	x				1-2d
	m+3 2029				x	x	x	x	x	x			1-3d
	m+4 2030					x	x	x	x	x	x		1-4d
	m+5 2031						x	x	x	x	x	x	1-5d

Fuente: Elaboración propia.

Esta metodología se ha reflejado en la Circular a través del siguiente término de la fórmula:

Coste de la deuda “Business as usual”:

$$\left[\frac{R_{Dn-8} + (2-1d) \cdot R_{Dn-7} + (3-3d) \cdot R_{Dn-6} + (4-6d) \cdot R_{Dn-5} + (5-10d) \cdot R_{Dn-4} + (6-15d) \cdot R_{Dn-3} + (5-15d) \cdot R_{Dn-2} + (4-14d) \cdot R_{Dn-1} + (3-12d) \cdot R_{Dn} + (2-9d) \cdot R_{Dn+1} + (1-5d) \cdot R_{Dn+2}}{36} \right]$$

Donde R_{Dk} es el coste de la deuda de cada año, que se calcula de n-8 a n-3 con valores históricos, y de n-2 a n+2 con valores futuros, y d es el coeficiente de disminución del inmovilizado.

El coeficiente d es igual a 0 en el caso de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. En el sector gasista, su valor se determinará en una Circular posterior, en la que se establezca la tasa de retribución financiera aplicable para el periodo regulatorio 2027-2032. Este valor se obtendrá considerando la reducción anual promedio de los activos fijos que se observa en las empresas que realizan las actividades de transporte y regasificación de gas natural, mitigada por la inversión a realizar en activos asociados al despliegue de los gases procedentes de fuentes renovables.

Por otra parte, se ha calculado un **coste de la deuda de “Inversiones incrementales”**. Esto es debido a que en el próximo periodo regulatorio de electricidad el escenario “Business as usual”, en el que se invierten importes similares a la amortización de los activos, no se prevé que vaya a mantenerse. El proyecto del Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eleva el límite de inversiones

existente para transporte y distribución, del 0,065% del PIB y 0,13% del PIB respectivamente, en 720 M€ para transporte y 1.540 M€ para distribución. Es decir, el proyecto de Real Decreto, establece un límite de inversiones entre 5.681 M€ en 2026 y 6.068 M€ en 2029.

Estas cifras son entre 2,6 y 2,8 veces superiores a la inversión anual promedio entre 2018-2023 realizada por RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA y las distribuidoras eléctricas de más de 100.000 clientes, que ascendió a 2.149 M€.

La realización de inversiones incrementales significativas da lugar a un nuevo paradigma muy distinto del escenario “*Business as usual*”, en el que las empresas necesitarán captar nuevos capitales (parte de ellos, mediante deuda), para financiar estos volúmenes de inversión tan elevados y, por tanto, el coste de esta financiación adicional no quedaría adecuadamente recogido en dicho escenario.

Por ello, se considera necesario calcular un coste de la deuda de “*Inversiones incrementales*”, obtenido a través de futuros exclusivamente, como se muestra en el Cuadro 11.

Cuadro 11. Datos utilizados para el cálculo del coste de la deuda de “Inversiones incrementales”

	Futuros					
	n-2 2024	n-1 2025	n 2026	n+1 2027	n+2 2028	n+3 2029
Promedio	x	x	x	x	x	x

Fuente: Elaboración propia.

Esta metodología se ha reflejado en la Circular a través del siguiente término de la fórmula:

Coste de la deuda “*Inversiones incrementales*”: $\left[\frac{\sum_{k=n-2}^{k=n+3} R_{Dk}}{6} \right]$

Donde R_{Dk} es el coste de la deuda de cada año, que se calcula de n-2 a n+3 con valores futuros.

Para ponderar el coste de la deuda “*Business as usual*” y el coste de la deuda de “*Inversiones incrementales*”, se define el **Coeficiente de representatividad de las inversiones incrementales** C_{II} :

- Para cada año del periodo regulatorio, se calcula un coeficiente de representatividad de las inversiones incrementales (C_{Iik}), como el cociente entre la inversión incremental acumulada esperada hasta dicho año, y la suma de dicha inversión incremental acumulada esperada y el valor neto estimado de la base de activos regulados a 31 de diciembre del año $n-3$, esto es:

$$C_{Iik} = \left[\frac{\text{Inversión incremental acumulada esperada hasta } k}{\text{Valor neto estimado de la base de activos regulados a 31 de diciembre de } n-3 + \text{Inversión incremental acumulada esperada hasta } k} \right]$$

Donde C_{Iik} es el coeficiente de representatividad de las inversiones incrementales de cada año del periodo regulatorio, calculándose por tanto de $n-2$ a $n+3$.

Para calcular la inversión incremental acumulada esperada hasta cada año, se obtendrá un valor de inversión incremental anual prevista restando a la inversión anual promedio esperada en ($n-2$; $n+3$), la inversión anual promedio realizada en ($n-8$; $n-3$). A su vez, la inversión anual promedio esperada en ($n-2$; $n+3$) se obtendrá a partir de las inversiones ejecutadas, de los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y de los límites fijados en el proyecto del Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica o norma que lo sustituya.

A continuación, el coeficiente de representatividad de las inversiones incrementales C_{Ii} , en tanto por uno, a aplicar en la fórmula de cálculo del coste de la deuda “*Business as usual*”, se obtiene como el promedio de los anteriores coeficientes calculados para cada año del periodo regulatorio (C_{Iik}) (ver cálculo numérico en el Cuadro 41 del apartado 9.5.5).

De este modo, el coste de la deuda de las “Inversiones incrementales” se pondera por el coeficiente C_{Ii} , mientras que el coste de la deuda “*Business as usual*” se pondera por $(1 - C_{Ii})$. Además, se añadirán los costes adicionales de la deuda C_A , que se detallan en el siguiente apartado.

Siendo la **fórmula global de cálculo del coste de la deuda**, la siguiente:

$$R_D = (1 - C_{Ii}) \cdot \left[\frac{R_{Dn-8} + (2 - 1d) \cdot R_{Dn-7} + (3 - 3d) \cdot R_{Dn-6} + (4 - 6d) \cdot R_{Dn-5} + (5 - 10d) \cdot R_{Dn-4} + (6 - 15d) \cdot R_{Dn-3} + (5 - 15d) \cdot R_{Dn-2} + (4 - 14d) \cdot R_{Dn-1} + (3 - 12d) \cdot R_{Dn} + (2 - 9d) \cdot R_{Dn+1} + (1 - 5d) \cdot R_{Dn+2}}{36} \right]$$

$$+ C_{ii} \cdot \left[\frac{\sum_{k=n-2}^{k=n+3} R_{Dk}}{6} \right] + C_A$$

La metodología para calcular el **coste de la deuda anual R_{Dk} de los años n-8 a n-3 (es decir, de 2018 a 2023)** utiliza **valores históricos**, de forma idéntica a la actual metodología del artículo 10 de la Circular 2/2019, no realizándose ninguna modificación en este punto.

Para ello, se utilizan de nuevo los comparadores. El coste de la deuda de cada comparador, en cada año, se estima como la suma de un tipo de interés de referencia más un diferencial.

Como tipo de interés de referencia se tomará el índice *Interest Rate Swap*⁹ (IRS), al que se le añade como diferencial el *Credit Default Swap*¹⁰ (CDS) correspondiente a cada comparador.

El coste de la deuda de cada año k y cada comparador i se calcula por tanto como el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Interest Rate Swap* IRS a 10 años más el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Credit Default Swap* CDS a 10 años del comparador i.

$$R_{Dik} = IRS_{10A\ k} + CDS_{10A\ ik}$$

R_{Dik}	Coste de la deuda del comparador i en el año k, en porcentaje (%).
$IRS_{10A\ k}$	Promedio de las cotizaciones diarias del <i>Interest Rate Swap</i> a 10 años en el año k, en porcentaje (%).
$CDS_{10A\ ik}$	Promedio de las cotizaciones diarias del <i>Credit Default Swap</i> a 10 años del comparador i en el año k, en porcentaje (%).
k	Cada uno de los 6 años comprendidos en el período (n-8, n-3), siendo n el año de inicio del periodo regulatorio.
i	Cada uno de los comparadores seleccionados.

Dado que el cálculo se realiza año a año, para aquellos comparadores de los que no se disponga de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, en un año determinado, se buscarán datos de emisiones de deuda de plazo equivalente efectuadas durante ese año, utilizándose, en caso de que estén disponibles, el promedio de las TIR de dichas emisiones como representativo del coste de la deuda de la sociedad para el año correspondiente.

Se tendrán en cuenta las emisiones de deuda efectuadas en euros y vencimiento de 8 a 12 años desde la fecha de emisión, según la siguiente fórmula.

$$R_{Dik} = \frac{\sum_{e_{ik}=1}^{e_{ik}=t_{ik}} TIR_{8A-12A\ ik}}{t_{ik}}$$

$TIR_{8A-12Aik}$	TIR de las emisiones de deuda del comparador i en el año k a un plazo de 8 a 12 años, en porcentaje (%).
e_{ik}	Cada una de las emisiones de deuda del comparador i en el año k.
t_{ik}	Número de emisiones de deuda del comparador i en el año k.
k	Cada uno de los 6 años comprendidos en el período (n-8, n-3), siendo n el año de inicio del periodo regulatorio.
i	Cada uno de los comparadores seleccionados.

No se considerarán los datos del coste de la deuda de los comparadores que tengan un nivel de calificación crediticia que no sea de grado de inversión o *non investment grade*, según al menos una de las principales agencias de calificación crediticia. Es decir, si tienen una calificación inferior a Baa3 o BBB-.

Finalmente, el coste de la deuda de los años 2018 a 2023 (n-8, n-3) se calculará, para cada uno de los años del periodo de cálculo, como el promedio del coste de la deuda de dicho año de los comparadores que dispongan de datos.

$$R_{Dk} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m_{3k}} R_{Dik}}{m_{3k}}$$

R_{Dk}	Coste de la deuda promedio de todos los comparadores en el año k, en porcentaje (%).
R_{Dik}	Coste de la deuda del comparador i en el año k, en porcentaje (%).
i	Cada uno de los comparadores seleccionados.
m_{3k}	Número de comparadores seleccionados que disponen de datos de deuda (CDS o emisiones) en el año k.
k	Cada uno de los 6 años comprendidos en el período (n-8, n-3), siendo n el año de inicio del periodo regulatorio.

Se procede a modificar el artículo 10 de la Circular 2/2019 para introducir la metodología para calcular el **coste de la deuda anual R_{Dk} de los años n-2 a n+3 (es decir, de 2024 a 2029)**, que utiliza **valores futuros**.

Como tipo de interés de referencia se tomará el futuro previsto para la fecha 30/06 de cada año del índice *Interest Rate Swap* (IRS), al que se le añade como

diferencial el promedio del *Credit Default Swap* (CDS) o *Spread* del periodo n-8 a n-3 (es decir, 2018-2023).

$$R_{Dk} = IRS_{10F k} + D_{(n-8, n-3)}$$

R_{Dk}	Coste de la deuda en el año k, en porcentaje (%).
$IRS_{10F k}$	Futuro del <i>Interest Rate Swap</i> a 10 años a 30 de junio del año k, en porcentaje (%). En caso de estar disponibles antes del inicio de la tramitación de la Circular, podrán sustituirse los futuros por valores <i>spot</i> observados en la misma fecha.
k	Cada uno de los años comprendidos en el periodo (n-2, n+3), siendo n el año de inicio del periodo regulatorio.
$D_{(n-8, n-3)}$	Diferencial promedio de <i>Credit Default Swap</i> o <i>Spread</i> en el periodo n-8 a n-3, siendo n el año de inicio del periodo regulatorio. Se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$D_{(n-8, n-3)} = \frac{\sum_{k=n-8}^{k=n-3} D_k}{6}$$

Donde:

D_k Diferencial en el año k, en porcentaje (%). Se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$D_k = \frac{\sum \text{CDS o Spread}_{i_k}}{\sum i_k}$$

Donde:

CDS o Spread i_k Promedio diario del CDS o, para aquellos comparadores que no dispongan de CDS, promedio del Spread a fecha de cada emisión, del comparador i en el año k, en porcentaje (%).

El Spread a fecha de cada emisión se calculará como la diferencia entre la TIR de la emisión y la cotización del IRS en esa misma fecha.

i_k Número de comparadores con valores de CDS o Spread en el año k.

Los valores futuros así calculados no constituyen una predicción cierta del coste de la nueva deuda que tendrán que asumir las empresas durante el periodo regulatorio, sino una expectativa de mercado sujeta a incertidumbre. Dado que esa diferencia entre lo esperado y lo que finalmente ocurra introduce el riesgo de que los futuros puedan desviarse del nivel real que alcancen los valores del IRS

a 10 años, se podría estimar un coste de la deuda inferior o superior al que efectivamente tengan las empresas. Dado que se considera particularmente relevante evitar que los futuros infraestimen, se considera apropiado sumar a los futuros utilizados en la metodología de cálculo del coste de la deuda unas primas de incertidumbre, con el fin de corregir ese posible sesgo y de garantizar una estimación prudente y sostenible.

Para estimar las primas de incertidumbre asociadas al uso de futuros del IRS a 10 años en el cálculo del coste de la deuda, se ha analizado el error histórico de estimación de los futuros frente a los valores spot finalmente observados. Estos errores se han calculado con datos desde principios de este siglo para distintos horizontes temporales (a 0,5, 1,5, 2,5, 3,5, 4,5 y 5,5 años)⁴⁸ y expresado en puntos básicos (a modo ilustrativo, se calcula el error de estimación en puntos básicos de los futuros tomados a 31/12/2002 para el IRS a 10 años a 30/06/2003, 30/06/2004, 30/06/2005, 30/06/2006, 30/06/2007 y 30/06/2008, y así sucesivamente). De dicho análisis, se observa que, en periodos de tipos de interés decrecientes, los futuros tienden a sobreestimar, mientras que, en periodos de tipos de interés crecientes, los futuros tienden a infraestimar. En este sentido, desde principios de siglo, se observa una tendencia decreciente de los valores spot del IRS a 10 años y un cambio de tendencia desde el año 2020 hasta la actualidad.

No obstante, con el fin de evitar que los errores positivos se compensen con los negativos, es necesario tomar los valores absolutos de los diferenciales observados, puesto que lo relevante es conocer la magnitud del desvío que introduce incertidumbre en la estimación con futuros.

Calculándose el promedio de los errores absolutos por horizonte temporal, se obtienen los siguientes valores: 45 puntos básicos en las estimaciones a 0,5 años, 95 puntos básicos en las estimaciones a 1,5 años, 142 puntos básicos en las estimaciones a 2,5 años, 167 puntos básicos en las estimaciones a 3,5 años, 182 puntos básicos en las estimaciones a 4,5 años y 202 puntos básicos en las estimaciones a 5,5 años.

A continuación, se calcula a partir de observaciones históricas desde el año 2002, inicio del periodo monetario común con la puesta en circulación del euro, la probabilidad de que la senda futura de tipos de interés sea creciente, o lo que

⁴⁸ Se ha calculado el error histórico de estimación de los futuros frente a los valores spot finalmente observados a estos horizontes temporales puesto que la metodología de cálculo del coste de la deuda toma los futuros a 31 de diciembre del año n-3 del IRS a 10 años para la fecha 30/06 del periodo n-2 a n+3.

es lo mismo, es decir, aquel escenario en el cual es previsible que los futuros empleados en el cálculo del coste de la deuda pudiesen infraestimar los valores spot del IRS a 10 años durante el periodo regulatorio. Multiplicando dicha probabilidad por los valores promedio de los errores absolutos obtenidos por horizonte temporal, se obtienen las primas de incertidumbre a sumar a los futuros del IRS a 10 años utilizados en la metodología de cálculo de coste de la deuda. Cabe señalar que, como se ha mencionado anteriormente, este ajuste pretende evitar que los futuros considerados en la estimación del coste de la deuda puedan infraestimar los valores que finalmente se observen, pero no se ha realizado un ajuste simétrico valorando la probabilidad de que los futuros considerados pudiesen sobreestimar el coste de la deuda.

En el Cuadro 12 se muestra la metodología para el cálculo del coste de la deuda utilizada por determinados reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético.

Cuadro 12. Metodología empleada por reguladores energéticos europeos para calcular el coste de la deuda

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica	Transporte de gas	Distribución de gas
Alemania ^{nota}	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Austria	Inversiones existentes: promedio de 5 años del coste de la deuda de comparadores (se añaden 20 pb por el coste de emitir deuda) Nuevas inversiones: rendimiento medio de 6 meses (para 2023) y de 12 meses (a partir de 2023) de índices de bonos relevantes con rating BBB (se añaden 20 pb por el coste de emitir deuda)	R_{LR} (media de 5 años de bonos de la Eurozona con vencimiento 10 años) + Prima deuda (informe de expertos) Nota: esta información corresponde a 2023, al 4º periodo regulatorio (2019-2023). En el 5º periodo regulatorio (2024-2028) diferencian entre antiguas y nuevas inversiones e introducen 20 pb por el coste de emitir deuda.	R_{LR} (media diaria de 5 años de los rendimientos de Austria, Países Bajos y Finlandia con vencimiento 10 años) + Prima deuda (informe de expertos) (Se añaden 20 pb por el coste de emitir deuda)	Inversiones existentes: promedio de 5 años del coste de la deuda de comparadores (se añaden 20 pb por el coste de emitir deuda) Nuevas inversiones: rendimiento medio de 6 meses (para 2023) y de 12 meses (a partir de 2023) de índices de bonos relevantes con rating BBB (se añaden 20 pb por el coste de emitir deuda)
Bélgica ^{nota}	n.d.	Región Flamenca: R_{LR} (promedio de Bonos del Estado belga (75%) y alemán (25%), dando pesos al promedio diario de los últimos 12 meses y al promedio diario de los últimos 10 años) + Prima deuda (promedio de la prima de deuda diaria ponderada según periodo temporal, de bonos de utilities europeas con rating A). Se añaden 15 pb por costes de transacción. Región Valona: tipo medio ponderado de los préstamos contraídos por DSOs en la región. Se añaden 15 pb por costes de transacción. Región Bruselas: n.d.	n.d.	Región Flamenca: R_{LR} (promedio de Bonos del Estado belga (75%) y alemán (25%), dando pesos al promedio diario de los últimos 12 meses y al promedio diario de los últimos 10 años) + Prima deuda (promedio de la prima de deuda diaria ponderada según periodo temporal, de bonos de utilities europeas con rating A). Se añaden 15 pb por costes de transacción. Región Valona: tipo medio ponderado de los préstamos contraídos por DSOs en la región. Se añaden 15 pb por costes de transacción. Región Bruselas: n.d.
Dinamarca ^{nota}	n.d.	R _{LR} (Cuadro 6) + Prima deuda (diferencia entre el tipo de interés de un índice de bonos corporativos (promedio de 3 meses con vencimiento superior a 10 años utilities europeas con rating BBB/A-) y el tipo de	n.d.	R _{LR} (Cuadro 6) + Prima deuda (diferencia entre el tipo de interés de un índice de bonos corporativos (promedio de 3 meses con vencimiento superior a 10 años utilities europeas con rating BBB/A-) y el tipo de

		interés de los bonos del Estado; se añaden 8 pb por costes generales)		interés de los bonos del Estado; se añaden 8 pb por costes generales)
Finlandia	R _{LR} (Cuadro 6) + Prima deuda (media de un rango cuyo límite inferior es la diferencia entre los bonos a 10 años de empresas de servicios públicos con rating A y la media mensual del bono alemán a 10 años, y cuyo límite superior es la diferencia entre los bonos a 10 años de empresas de servicios públicos con rating BBB y la media mensual del bono alemán a 10 años).			
Francia	R _{LR} (Cuadro 6) + Prima deuda (decisión del regulador sobre la base de un estudio encargado a un consultor, evaluaciones internas y reuniones con operadores y accionistas)	n.d.		R _{LR} (Cuadro 6) + Prima deuda (decisión del regulador sobre la base de un estudio encargado a un consultor, evaluaciones internas y reuniones con operadores y accionistas)
Gran Bretaña	Media móvil del índice iBoxx GBP Utilities 10yr+. Añaden un 0,25% sobre la deuda como costes adicionales. Para emisores de deuda no frecuentes, se añade además un 0,06%. En distribución eléctrica se añade un 0,55% de calibración. Se deflacta a CPIH real.			
Grecia	R _{LR} (puede ser diferente a la utilizada en el cálculo de los fondos propios) + Prima deuda (tiene en cuenta el coste de la deuda histórico y estimado del operador, el promedio 5-10 años del rendimiento de bonos emitidos por compañías energéticas a medio-largo plazo en Grecia y Europa, y la evaluación de otras empresas reguladas griegas)			
Irlanda	Promedio de 10 años del Índice IBoxx no financiero A/BBB a 10 años o más y consideración de su previsión durante el periodo. Se añade un coste por emitir deuda (rango: 0,1%-0,2%). En términos reales.			
Italia	Ponderación del índice IBoxx spot de obligaciones no financieras BBB con vencimientos 7-10 y más de 10 años (añadiendo primas 'Forward' y 'Uncertainty') por el porcentaje de deuda nueva: 15%, y del índice IBoxx de obligaciones no financieras BBB de los últimos 10 años con vencimientos 7-10 y más de 10 años por el porcentaje de deuda existente: 85%. Se añade un 0,25% por costes de transacción. Se incluyen coeficientes de gradualidad del coste de la deuda. En términos reales.			
Noruega	R _{LR} (media anual swap a 5 años, nominal) + Diferencial de crédito de los bonos a 5 años del sector energético, mínimo BBB+	n.d.		n.d.
Países Bajos	Rendimiento de un índice compuesto por bonos a 10 años de empresas de servicios públicos con rating A (se añaden 15 pb por el coste de emisión de deuda)			
Portugal	R _{LR} (Cuadro 6) + Prima deuda (basado en análisis de compañías)			
Suecia	R _{LR} + Prima deuda (diferencia entre el índice IGEEUB10, como aproximación de los bonos con vencimiento a 10 años para empresas de servicios públicos con rating BBB, y el bono del Estado alemán a 10 años)			

Nota: Alemania, Bélgica (en transporte eléctrico y de gas, así como en distribución eléctrica y de gas en la región de Bruselas) y Dinamarca (en transporte eléctrico y de gas) no utilizan la fórmula del WACC, solo calculan el coste de los fondos propios y establecen un límite a la estructura financiera.

n.d.: información no disponible.

Nota metodológica: estos datos se corresponden a los reportados por reguladores europeos en el *CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks* del año 2023 y en normativa nacional. No obstante, es necesario interpretarlos con cautela ya que sus periodos regulatorios pueden no corresponderse con un periodo de 6 años como en el caso español y, en algunos casos existen mecanismos de revisión intraperiodo.

Fuente: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 y normativa nacional.

9.4.5.1. Costes adicionales de la deuda

En respuesta a la “*Consulta pública específica para la revisión de la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera establecida en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre*”, algunas empresas señalaron que se deberían incluir dentro del coste de la deuda algunos costes adicionales (C_A) en los que se incurría para su emisión.

Con el objetivo de analizar los **costes de transacción** dentro del coste de la deuda, se envió un oficio el 11 de julio de 2024 a las empresas reguladas españolas, cuyas sociedades matrices son comparadores según el artículo 4 de la Circular 2/2019, y cuyos grupos de sociedades han emitido deuda con las características indicadas en la Circular. Esto es, emisiones que se hayan

realizado en el periodo de cálculo 2018-2023 al que se refiere el artículo 3 de la Circular 2/2019, y cuyas características (moneda en euros y plazo entre 8 y 12 años) están alineadas con el artículo 10 de la citada Circular.

En el oficio se definieron los costes de transacción de acuerdo con el Plan General Contable y las NIIF, según lo indicado en los siguientes párrafos.

En este sentido, en el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad (PGC), primera parte “*Marco conceptual de la contabilidad*”, 6º “*Criterios de valoración*”, 8, se definen los costes de transacción atribuibles a un pasivo financiero como los costes incrementales directamente atribuibles a la emisión o asunción de un pasivo financiero, en los que no se habría incurrido si la empresa no hubiera realizado la transacción. Entre ellos, se incluyen los honorarios y comisiones pagadas a agentes, asesores e intermediarios, tales como los de corretaje, los gastos de intervención de fedatario público y otros, así como los impuestos y otros derechos que recaigan sobre la transacción, y se excluyen las primas o descuentos obtenidos en la compra o emisión, los gastos financieros, los costes de mantenimiento y los administrativos internos.

Por otro lado, en la segunda parte “*Normas de registro y valoración*”, Norma de valoración 9ª “*Instrumentos financieros*”, apartado b), se detallan los pasivos financieros, que incluyen, entre otros, deudas con entidades de crédito y bonos. Se señala que, con carácter general, se contabilizan como pasivos financieros a coste amortizado los pasivos financieros que, no siendo instrumentos derivados, no tienen origen comercial, sino que proceden de operaciones de préstamo o crédito recibidos por la empresa.

En el apartado 3.1.1. “*Valoración inicial*”, se indica que los pasivos financieros a coste amortizado se valoran inicialmente por su valor razonable, que, salvo evidencia en contrario, será el precio de la transacción, que equivaldrá al valor razonable de la contraprestación recibida ajustando (es decir, detrayendo), los costes de transacción que le sean directamente atribuibles.

En el mismo sentido se pronuncian las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Concretamente, la NIIF 9 “*Instrumentos financieros*” indica que los costes de transacción comprenden los honorarios y comisiones pagadas a los agentes (incluidos los empleados que actúen como agentes de venta), asesores e intermediarios y las tasas establecidas por las agencias reguladoras y bolsas de valores, así como los impuestos y derechos sobre la transferencia. Se aclara que los costes de transacción no incluyen las primas o los descuentos sobre la deuda, los costes financieros, los costes internos de administración ni los costes de mantenimiento.

De forma similar al PGC, la NIIF señala en su capítulo 5 “*Valoración*” que, en el momento del reconocimiento inicial, la entidad valorará un pasivo financiero por su valor razonable, deduciendo los costes de transacción que sean directamente atribuibles a su adquisición o emisión.

Sobre la base de estas indicaciones, las empresas han reportado información sobre los costes de transacción de sus emisiones, conforme a la definición del PGC y las NIIF.

Sobre esta información, se ha calculado el porcentaje que representan los costes de transacción sobre el importe de la emisión y se ha obtenido un promedio.

Para estimar cuánto se incrementa el coste de la deuda al considerar los costes de transacción, se calcula la diferencia entre las Tasas Internas de Retorno (TIR) de dos flujos de caja de un bono tipo *bullet*, con pagos anuales de cupón y reembolso del principal en la fecha de vencimiento. En primer lugar, se modeliza un flujo de caja de una emisión de deuda a 10 años, suponiendo un principal de 1.000 € y un rendimiento de la emisión y un cupón igual al coste de la deuda calculado según la metodología indicada en el apartado 9.4.5. En segundo lugar, se modeliza un flujo de caja de una emisión de deuda a 10 años, suponiendo un principal de 1.000 € minorado por el porcentaje promedio que suponen los costes de transacción y considerando el mismo cupón. La diferencia entre ambas TIR serían los costes de transacción, como porcentaje a añadir al coste de la deuda calculado según la metodología indicada en el apartado 9.4.5.

En la respuesta al oficio, algunas empresas también señalaron que, en la obtención de financiación a través de la emisión de bonos, hay que tener en cuenta que normalmente éstos no se refinancian en el mismo momento de su vencimiento, sino que se realizan emisiones con anterioridad para garantizar la disposición de fondos en el momento de vencimiento del bono original. Esta operativa lleva aparejada un coste, denominado **cost-of-carry**, asociado a mantener en su tesorería los fondos que captan a través de la nueva emisión hasta el momento en que vence el bono original.

Para calcular cuánto se incrementa el coste de la deuda al considerar el *cost-of-carry*, en primer lugar, se estiman los días de solapamiento que existen entre un bono y el que se emite para su refinanciación. Para ello, se parte de las emisiones de deuda utilizadas para el análisis de los costes de transacción y se busca en Bloomberg la existencia de bonos con fecha de vencimiento próxima a la fecha de emisión de dicha deuda. Una vez identificadas las posibles refinanciaciones entre bonos, se calculan los días de solapamiento que existen entre ambos. El plazo de solapamiento se considera de 0 días en los bonos que no cumplen las siguientes características: ser de un importe parecido, tener una

fecha de vencimiento anterior a la fecha de emisión del bono que lo refinancia o existir un plazo demasiado amplio entre bonos. Para calcular los días de solapamiento promedio, se ponderan los días de solapamiento de cada bono por el importe del bono.

Para calcular el tipo de interés del *cost-of-carry*, se calcula para el periodo n-8 a n-3 la diferencia entre el coste de la deuda de cada año y el promedio anual del tipo de interés mensual de los depósitos a la vista de sociedades no financieras que publica el Banco de España (serie BE_19_10.6). Este cálculo tiene por objeto considerar que existe la oportunidad de depositar los saldos de tesorería en un depósito, obteniendo una determinada rentabilidad que reduce el coste durante el periodo de solapamiento.

El tipo de interés del *cost-of-carry* se multiplica por los días de solapamiento divididos entre el total de días del año.

Una vez obtenido ese valor, se calcula la diferencia entre las Tasas Internas de Retorno (TIR) de dos flujos de caja de un bono tipo *bullet* con pagos anuales de cupón y reembolso del principal en la fecha de vencimiento. Para ello, se modeliza un flujo de caja de una emisión de deuda a 10 años, suponiendo un principal de 1.000 € y un rendimiento de la emisión y un cupón igual al coste de la deuda calculado según la metodología indicada en el apartado 9.4.5. y, otro flujo de caja de una emisión de deuda a 10 años, suponiendo un principal de 1.000 € minorado por el *cost-of-carry* y considerando el mismo cupón. La diferencia entre ambas TIR sería el *cost-of-carry*, como porcentaje a añadir al coste de la deuda calculado según la metodología indicada en el apartado 9.4.5.

9.5. Aplicación numérica de la metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica, correspondiente al tercer periodo regulatorio

En este apartado se calcula la tasa de retribución financiera para las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica para 2026-2031.

Los cálculos se han realizado aplicando la metodología establecida en la Circular 2/2019, considerando las modificaciones introducidas por la presente Circular. La fecha de cálculo o cierre de datos es el 31 de diciembre de 2023, y como periodo de cálculo 2018-2023, salvo por los futuros utilizados para el cálculo del coste de la deuda.

9.5.1. Selección del grupo de comparadores

De acuerdo con los criterios especificados en el apartado 9.4.2, conforme al artículo 4 de la Circular 2/2019, se obtiene en primer lugar el listado de empresas pertenecientes al índice STOXX® Europe TMI Utilities (BUTP) a 31 de diciembre de 2023, compuesto por las 66 empresas que se muestran en el Cuadro 13, en el que también se especifica el país al que pertenece cada una de ellas, así como el sector en el que operan.

De este listado de 66 empresas, es necesario descartar aquellas que operan en sectores distintos al eléctrico y/o gasista.

Cuadro 13. Listado de empresas pertenecientes al índice STOXX® Europe TMI Utilities

Nombre	País	Sector
SCATEC ASA	Noruega	Energía
SSE PLC	Reino Unido	Energía
PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA SA	Polonia	Energía
POLENERGIA SA	Polonia	Energía
IREN SPA	Italia	Energía
ROMANDE ENERGIE HOLDING SA	Suiza	Energía
DERICHEBOURG SA	Francia	Residuos
ENDESA SA	España	Energía
ENCAVIS AG	Alemania	Energía
ITALGAS SPA	Italia	Energía
ZESPOL ELEKTROCIĘPLOWNI WROCLAWSKICH KOGENERACJA SA	Polonia	Energía
ORSTED AS	Dinamarca	Energía
NEOEN SA	Francia	Energía
ORRON ENERGY AB	Suecia	Energía
NATIONAL GRID PLC	Reino Unido	Energía
ENERGA SA	Polonia	Energía
IBERDROLA SA	España	Energía
VERBUND AG	Austria	Energía
ASCOPIAVE SPA	Italia	Energía
7C SOLARPARKEN AG	Alemania	Energía
ENBW ENERGIE BADEN-WUERTTEMBERG AG	Alemania	Energía
REN - REDES ENERGETICAS NACIONAIS SGPS SA	Portugal	Energía
PHOTON ENERGY NV	Países Bajos	Energía
AGILYX ASA	Noruega	Reciclaje
ELMERA GROUP ASA	Noruega	Energía
NATURGY ENERGY GROUP SA	España	Energía
ENEA SA	Polonia	Energía
PNE AG	Alemania	Energía
ARISE AB	Suecia	Energía
CENTRICA PLC	Reino Unido	Energía
ERG SPA	Italia	Energía
SOLARIA ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE SA	España	Energía

CLOUDBERRY CLEAN ENERGY ASA	Noruega	Energía
ENGIE SA	Francia	Energía
DRAX GROUP PLC	Reino Unido	Energía
GREENERGY RENOVABLES SA	España	Energía
UNITED UTILITIES GROUP PLC	Reino Unido	Agua
ENERGIEKONTOR AG	Alemania	Energía
LASSILA & TIKANOJA OYJ	Finlandia	Reciclaje, medio ambiente
EDP - ENERGIAS DE PORTUGAL SA	Portugal	Energía
REDEIA CORP SA	España	Energía
ELIA GROUP SA/NV	Bélgica	Energía
ACEA SPA	Italia	Energía, agua, calor
AKER HORIZONS ASA	Noruega	Energía
ZESPOL ELEKTROWNI PATNOW ADAMOW KONIN SA	Polonia	Energía
A2A SPA	Italia	Energía, agua
FORTUM OYJ	Finlandia	Energía
VEOLIA ENVIRONNEMENT SA	Francia	Agua, calor
BEFESA SA	Alemania	Residuos
RENEWI PLC	Reino Unido	Residuos
BKW AG	Suiza	Energía, calor
ENEL SPA	Italia	Energía
PENNON GROUP PLC	Reino Unido	Agua
TERNA - RETE ELETTRICA NAZIONALE	Italia	Energía
RWE AG	Alemania	Energía
EDP RENOVAVEIS SA	Portugal	Energía
HERA SPA	Italia	Energía, agua, residuos
VOLTALIA SA	España	Energía
TAURON POLSKA ENERGIA SA	Polonia	Energía, calor
UNIMOT SA	Polonia	Energía
E.ON SE	Alemania	Energía
SEVERN TRENT PLC	Reino Unido	Agua
EVN AG	Austria	Energía, agua
CORP ACCIONA ENERGIAS RENOVABLES SA	España	Energía
OTOVO ASA	España	Energía
GREENVOLT-ENERGIAS RENOVAVEIS SA	Portugal	Energía

Fuente: Elaboración propia a partir del STOXX® Europe TMI Utilities.

Por otro lado, se realiza una búsqueda en Bloomberg de empresas de Europa Occidental que ejercen actividades de transporte o distribución de energía eléctrica o de gas natural en países con un tamaño relevante en la UE y en Noruega, conforme a los criterios indicados en el apartado 9.4.2.

En la búsqueda realizada en Bloomberg, en EQS (*Equity Screening Function*), se especifica lo siguiente:

- *Country/Territory of Domicile: Austria; Belgium; Denmark; Finland; France; Germany; Greece; Ireland; Italy; Netherlands; Norway; Portugal; Spain; Sweden; United Kingdom.*

- *Sequential Percent of Total (Latest FY Product Segment Revenue Percent from Electric Transmission & Distribution) above 0%.*
- *Sequential Percent of Total (Latest FY Product Segment Revenue Percent from Gas Utilities) above 0%.*

A partir de dicha búsqueda, se obtiene el listado de 54 empresas mostrado en el Cuadro 14. Cabe destacar que algunas de las empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg también pertenecen al índice STOXX.

Cuadro 14. Listado de empresas obtenidas a partir de la búsqueda definida en Bloomberg

Nombre	País	Sector
TERNA-RETE ELETT	Italia	Energía
VIAFIN SERVICE O	Finlandia	Mantenimiento industrial
ELIA GROUP SA/NV	Bélgica	Energía
EVISO SPA	Italia	Energía
SNAM SPA	Italia	Energía
MINT	Francia	Energía
GELSENWASSER AG	Alemania	Energía, agua
REN-REDE ENERGET	Portugal	Energía
MAINOVA AG	Alemania	Energía
REDEIA CORP	España	Energía
JERSEY ELECTRICI	Reino Unido	Energía
FLUXYS BELGIUM	Bélgica	Energía
ASCOPIAVE SPA	Italia	Energía
ACINQUE SPA	Italia	Energía
ITALGAS SPA	Italia	Energía
ELMERA GROUP ASA	Noruega	Energía
PUBLIC POWER CORPORATION	Grecia	Energía
LECHWERKE AG	Alemania	Energía, telecomunicaciones
GAS PLUS	Italia	Energía
VERBUND AG	Austria	Energía
ELEC DE STRASBRG	Francia	Energía
NATIONAL GRID PL	Reino Unido	Energía
VBG GROUP AB-B	Suecia	Energía
SSE PLC	Reino Unido	Energía
ENEL SPA	Italia	Energía
ATLANTICA SUSTAI	Reino Unido	Energía, agua
ACEA SPA	Italia	Energía, agua, calor
ENDESA	España	Energía
ENAGAS SA	España	Energía
EYDAP WATER	Grecia	Agua
HARLAND & WOLFF	Reino Unido	Naval
HERA SPA	Italia	Energía, agua, residuos
NATURGY ENERGY	España	Energía
EDP	Portugal	Energía
E.ON SE	Alemania	Energía

EVN AG	Austria	Energía, agua
IREN SPA	Italia	Energía
ENBW ENERGIE BAD	Alemania	Energía
IBERDROLA SA	España	Energía
FORTUM OYJ	Finlandia	Energía
ORSTED A/S	Dinamarca	Energía
OCEAN-GEOLOOP AS	Noruega	Captura CO2
ECOMEMBRANE SPA	Italia	Equipos industriales
ITM POWER PLC	Reino Unido	Equipos industriales
LUXFER HOLDINGS	Reino Unido	Equipos industriales
SIT SPA	Italia	Equipos industriales
MVV ENERGIE AG	Alemania	Generación convencional, renovables, redes de gas, electricidad, agua y calor
HELLENIQ ENERGY	Grecia	Petróleo
TÉCNICAS REUNIDAS	España	Ingeniería
SMART METERING S	Reino Unido	Equipos industriales
NAVIGATOR CO SA	Portugal	Papel
MEVACO SA	Grecia	Equipos industriales, metal
SOLTECH ENERGY S	Suecia	Equipos energía solar
HOLDING CO ADMIE	Grecia	Transporte electricidad

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

Por otro lado, se ha decidido añadir a la empresa EDF puesto que, si bien a fecha 31 de diciembre de 2023 ya no tenía datos en Bloomberg ni estaba incluida en el índice STOXX (ya que el Estado francés lanzó una oferta pública para adquirir las acciones de EDF y retirar a la empresa de la bolsa de valores, concluyendo la operación el 26 de mayo de 2023), sí que disponía de datos hasta mayo de 2023.

Adicionalmente, se ha realizado una selección de las principales empresas españolas no cotizadas que realizan actividades de transporte o distribución en los sectores eléctrico y gasista (ver Cuadro 15).

A este respecto, se han seleccionado del sector eléctrico, las sociedades SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ y ESTABANELL I PAHISA y, del sector gasista, REDEXIS GAS, MADRILEÑA RED DE GAS y NORTEGÁS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN.

Cuadro 15. Listado de las principales empresas españolas de pequeño tamaño que realizan actividades de transporte o distribución en los sectores eléctrico y gasista

Nombre	País	Sector
Suministradora Eléctrica de Cádiz	España	Electricidad
Estabanell i Pahisa	España	Electricidad
Redexis Gas	España	Gas
Madrileña Red de Gas	España	Gas
Nortegás Energía Distribución	España	Gas

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

Si bien algunas de estas compañías aparecen en Bloomberg, ninguna de ellas dispone de información de mercado relevante que pueda ser tenida en cuenta en el cálculo de la tasa de retribución financiera, con lo que no es posible su inclusión en el listado final de comparadores.

A continuación, de las empresas identificadas a partir del índice STOXX y de la búsqueda realizada en Bloomberg, se excluyen aquellas con actividades reguladas de redes despreciables o ausentes, las que operan fundamentalmente en sectores distintos al eléctrico y gasista, o aquellas que desarrollan su actividad fuera de Europa.

Adicionalmente, es necesario descartar del listado de comparadores las empresas que pertenecen a países con un rating inferior a BB-/Ba3, según la agencia de calificación crediticia considerada. En este sentido, como se muestra en el Cuadro 16, todos los países cumplen con el requisito de rating.

Cuadro 16. Rating otorgado en diciembre de 2023 por las principales agencias de calificación crediticia a los países correspondientes al listado inicial de empresas obtenidas a partir del índice STOXX y Bloomberg

País	S&P	Moody's	Fitch
Alemania	Aaa	AAAu	AAAu
Austria	Aa1	AA+	AA+u
Bélgica	Aa3	AAu	AA-u
Dinamarca	Aaa	AAAu	AAA
España	Baa1	Au	A-u
Finlandia	Aa1	AA+	AA+
Francia	Aa2u	AAu	AA-u
Grecia	Ba1	BBB-	BBB-
Holanda	Aaa	AAAu	AAAu
Irlanda	Aa3	AA	AA-
Italia	Baa3u	BBBu	BBBu
Noruega	Aaa	AAAu	AAAu
Portugal	A3	BBB+u	A-u
Reino Unido	Aa3u	AAu	AA-u
Suecia	Aaa	AAAu	AAAu

Fuente: Elaboración propia a partir de Bloomberg.

A modo de resumen, en el Cuadro 17 se muestra el listado de empresas descartadas del grupo de comparadores, indicándose en cada caso, el motivo por el que se ha producido la exclusión.

Cuadro 17. Listado de empresas excluidas del grupo de comparadores

Nombre	País	Motivo de exclusión
--------	------	---------------------

7C Solarparken AG	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Befesa SA	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Encavis AG	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Energiekontor AG	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
MVV Energie AG	Alemania	Las redes de gas y electricidad representan un porcentaje poco significativo
PNE AG	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
RWE AG	Alemania	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Orsted AS	Dinamarca	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Corporación Acciona Energías Renovables SA	España	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Grenergy Renovables SA	España	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Otovo ASA	España	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Solaria Energia y Medio Ambiente SA	España	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Técnicas Reunidas SA	España	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Voltalia SA	España	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Fortum Oyj	Finlandia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Lassila & Tikanoja Oyj	Finlandia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Viafin Service Oyj	Finlandia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Derichebourg SA	Francia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Mint SA	Francia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Neoen SA	Francia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Veolia Environnement SA	Francia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
EYDAP Water	Grecia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Helleniq Energy	Grecia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
MEVACO S.A.	Grecia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Ecomembrane SpA	Italia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
ERG SpA	Italia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
EVISO SpA	Italia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
SIT SPA	Italia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Agilyx ASA	Noruega	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Aker Horizons ASA	Noruega	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Cloudberry Clean Energy ASA	Noruega	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Elmera Group ASA	Noruega	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Ocean-Geoloop AS	Noruega	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Scatec ASA	Noruega	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Photon Energy NV	Países Bajos	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Enea SA	Polonia	País fuera de Europa occidental
Energia SA	Polonia	País fuera de Europa occidental
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	Polonia	País fuera de Europa occidental
Polenergia SA	Polonia	País fuera de Europa occidental Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Tauron Polska Energia SA	Polonia	País fuera de Europa occidental
Unimot SA	Polonia	País fuera de Europa occidental Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA	Polonia	País fuera de Europa occidental
Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin SA	Polonia	País fuera de Europa occidental
EDP Renovaveis SA	Portugal	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Greenvolt-Energias Renovaveis SA	Portugal	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes

Navigator CO SA	Portugal	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Atlantica Sustainable Infrastructure PLC	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes en la región (opera redes en Sudamérica, pero no en Europa)
Centrica PLC	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Drax Group PLC	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Harland & Wolff PLC	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
ITM POWER PLC	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Jersey Electricity PLC	Reino Unido	No existen datos suficientes en Bloomberg País no comparable desde el punto de vista regulatorio
Luxfer Holdings	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Pennon Group PLC	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Renewi PLC	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Severn Trent PLC	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Smart Metering S	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
United Utilities Group PLC	Reino Unido	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Arise AB	Suecia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Orron Energy AB	Suecia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
Soltech Energy S	Suecia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
VBG Group AB-B	Suecia	Actividades reguladas de redes despreciables o ausentes
BKW AG	Suiza	Actividad no relevante en la región
Romande Energie Holding SA	Suiza	Actividad no relevante en la región

Fuente: Elaboración propia.

En consecuencia, el listado final de comparadores seleccionado consta de un total de 34 empresas procedentes de 9 países, muchas de ellas pertenecientes a las redes europeas de gestores de redes de transporte y distribución, ENTSO-E, ENTSO-G, DSO Entity y EDSO for Smart grids, operando parte de ellas en las actividades reguladas de los sectores eléctrico y gasista simultáneamente (ver Cuadro 18).

Dentro del listado están representadas las sociedades matrices del grupo de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, como transportista, que recibe un 98,51%⁴⁹ de la retribución de dicha actividad, así como las sociedades matrices de los grupos ENDESA, IBERDROLA, NATURGY y EDP, cuyas sociedades filiales E-DISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.U., I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A., UFD DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD, S.A., HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A., VIESGO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U. y BARRAS ELÉCTRICAS GALAICO-

⁴⁹ De acuerdo con la Resolución de 12 de marzo de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2022.

ASTURIANAS, S.A., realizan la actividad de distribución de energía eléctrica en España, y son destinatarias de un 92,6%⁵⁰ de la retribución de dicha actividad.

⁵⁰ De acuerdo con la Resolución de 17 de febrero de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2021.

Cuadro 18. Listado de los 34 comparadores finales seleccionados

Nombre	Búsqueda Bloomberg	STOXX Index	País	ENTSO / EDSO	Gas / Electricidad
E.ON	x	x	Alemania	DSO Entity	Ambos
EnBW Energie Baden-Wuerttemberg	x	x	Alemania		Ambos
Gelsenwasser	x		Alemania		Ambos
Lechwerke	x		Alemania		Electricidad
Mainova	x		Alemania		Ambos
EVN	x	x	Austria		Ambos
Verbund	x	x	Austria	ENTSO-e	Electricidad
Elia Group	x	x	Bélgica	ENTSO-e	Electricidad
Fluxys Belgium	x		Bélgica	ENTSO-g	Gas
Enagas	x		España	ENTSO-g	Gas
Endesa	x	x	España	DSO Entity	Electricidad
Iberdrola	x	x	España	DSO Entity	Electricidad
Naturgy Energy Group	x	x	España	DSO Entity	Ambos
Redeia Corporación	x	x	España	ENTSO-e	Electricidad
EDF - Electricité de France			Francia	ENTSO-e	Electricidad
Electricité de Strasbourg	x		Francia		Electricidad
Engie		x	Francia	ENTSO-g	Gas
Public Power Corporation	x		Grecia		Electricidad
Holding CO ADMIE	x		Grecia	ENTSO-e	Electricidad
A2A		x	Italia		Ambos
Acea	x	x	Italia	EDSO	Electricidad
Acinque	x		Italia		Ambos
Ascopiave	x	x	Italia		Gas
Enel	x	x	Italia		Electricidad
Gas Plus	x		Italia		Gas
Hera	x	x	Italia		Ambos
Iren	x	x	Italia		Electricidad
Italgas	x	x	Italia		Gas
SNAM	x		Italia	ENTSO-g	Gas
Terna - Rete Elettrica Nazionale	x	x	Italia	ENTSO-e	Electricidad
EDP - Energias de Portugal	x	x	Portugal	EDSO	Electricidad
REN - Redes Energeticas Nacionais	x	x	Portugal	ENTSO-e, ENTSO-g	Ambos
National Grid	x	x	Reino Unido		Ambos
SSE	x	x	Reino Unido		Ambos

Fuente: Elaboración propia.

9.5.2. Cálculo del ratio de apalancamiento regulatorio

Conforme a lo indicado anteriormente, según el artículo 5 de la Circular 2/2019, el ratio de apalancamiento regulatorio se selecciona a partir de los resultados obtenidos conforme a las dos alternativas de cálculo ya enunciadas en el apartado 9.4.3.1., y considerando asimismo los valores de otros reguladores energéticos europeos.

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 2018 y el 31 de diciembre de 2023 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 diarios 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 2018 y el 31 de diciembre de 2023 (“*HISTORICAL_MARKET_CAP*”).

Para realizar el cálculo del ratio de apalancamiento según el Método uno del artículo 5.1.1 de la Circular 2/2019, el cual proporciona el mismo peso a todas las empresas, se descartan los ratios correspondientes a las sociedades LECHWERKE, ELECTRICITÉ DE STRASBOURG y Holding CO ADMIE (se señalan en gris en el Cuadro 19), por situarse fuera de dos desviaciones estándar con respecto a la media.

A continuación, se calcula el promedio de los ratios de apalancamiento de los comparadores restantes.

Cuadro 19. Listado de datos empleados para el cálculo del apalancamiento

Nombre	Capitalización bursátil (M€) FP	Deuda CP y LP (M€)	Tesorería (M€)	Deuda neta (M€) D	Ratio de apalancamiento $\frac{D}{D + FP}$
E.ON	24.279,73	27.687,18	3.843,03	23.844,15	50%
EnBW Energie Baden-Wuerttemberg	16.055,81	10.167,43	3.806,20	6.361,23	28%
Gelsenwasser	3.841,65	1.366,50	33,54	1.332,96	26%
Lechwerke	3.740,63	0,10	1,51	-1,41	0%
Mainova	2.588,27	1.371,48	15,56	1.355,91	34%
EVN	3.191,28	1.311,01	178,48	1.132,53	26%
Verbund	20.870,82	2.518,22	192,79	2.325,43	10%
Elia System Operator	6.239,56	7.218,56	2.215,56	5.003,00	45%
Fluxys Belgium	1.984,13	1.570,50	490,55	1.079,95	35%
Enagas	5.171,83	5.187,92	1.025,63	4.162,29	45%
Endesa	21.335,35	10.018,64	447,92	9.570,71	31%
Iberdrola	59.333,51	48.052,83	3.122,56	44.930,28	43%
Naturgy Energy Group SA	22.504,49	17.073,23	3.657,43	13.415,80	37%
Redeia Corporación	9.275,30	7.077,99	859,89	6.218,11	40%

EDF - Electricité de France	36.146,68	69.461,78	6.970,36	62.491,42	63%
Electricité de Strasbourg	781,96	18,22	124,29	-106,07	-16%
Engie	31.353,67	37.763,60	12.002,20	25.761,40	45%
Public Power Corporation SA (DEI)	1.595,55	4.302,77	1.211,31	3.091,46	66%
Holding CO ADMIE	482,32	0,02	10,32	-10,30	-2%
A2A	4.623,74	4.788,92	1.105,78	3.683,14	44%
Acea	3.272,60	4.704,44	809,56	3.894,88	54%
Acinque	386,41	162,68	14,84	147,85	28%
Ascopiave	706,24	336,53	46,01	290,52	29%
Enel	62.714,67	68.803,62	6.861,64	61.941,98	50%
Gas Plus	105,20	80,72	18,55	62,17	37%
Hera	4.565,88	4.291,42	869,17	3.422,25	43%
Iren	2.840,45	3.827,13	457,64	3.369,49	54%
Italgas	4.215,00	5.250,16	465,72	4.784,44	53%
SNAM	14.839,30	14.468,93	2.002,37	12.466,57	46%
Terna Rete Elettrica Nazionale	12.391,69	10.575,41	1.625,76	8.949,65	42%
EDP - Energias de Portugal	15.638,46	18.239,32	2.284,00	15.955,32	51%
REN - Redes Energeticas Nacionais	1.669,08	2.658,04	179,33	2.478,71	60%
National Grid	38.906,46	40.516,52	243,45	40.273,06	51%
SSE PLC Scottish & Southern Energy	17.170,21	10.714,94	624,65	10.090,29	37%
TOTAL	454.817,92	441.586,78	57.817,60	383.769,19	42%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg, en el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2023.

Nota: Datos extraídos de Bloomberg en febrero de 2025.

Por su parte, para el cálculo del ratio de apalancamiento según el Método dos del artículo 5.1.2 de la Circular 2/2019, que 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 20, se muestran los valores obtenidos para el ratio de apalancamiento a través de los dos métodos de cálculo. Como puede observarse, se obtiene un ratio de apalancamiento del 42%, según el primer método de cálculo, y del 46%, conforme al segundo método.

Cuadro 20. Valores obtenidos para el ratio de apalancamiento mediante los dos métodos de cálculo

Capitalización bursátil (M€) FP	Deuda neta (M€) D	Ratio de apalancamiento Método 1	Ratio de apalancamiento Método 2
454.817,92	383.769,19	42%	46%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Cuadro 19.

Por último, según lo establecido en el artículo 5 de la Circular 2/2019, se han comparado los resultados obtenidos con los valores considerados por otros reguladores energéticos europeos para este mismo parámetro, comprobándose que son iguales o superiores (50-60%) para todos los países, salvo para Finlandia (excepto en transporte eléctrico) y para las actividades de transporte y distribución de gas en Grecia, con valores inferiores, como muestra el Cuadro 21. El ratio de apalancamiento regulatorio promedio teniendo en cuenta todos los valores indicados en el Cuadro 21 es del 52%.

Cuadro 21. Ratios de apalancamiento regulatorio utilizados por reguladores energéticos europeos

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica	Transporte de gas	Distribución de gas
Alemania <i>nota</i>	60%	60%	60%	60%
Austria	60%	60%	60%	60%
Bélgica <i>nota</i>	60%	Región Flamenca: 60% Región Valona: 52,5% Región Bruselas: 60%	60%	Región Flamenca: 60% Región Valona: 52,5% Región Bruselas: 60%
Dinamarca <i>nota</i>	60%	50%	50%	70%
Finlandia	50%	40%	40%	40%
Francia	60%	n.d.	50%	50%
Gran Bretaña	55%	60%	60%	60%
Grecia	45%	43%	16,10%	32%
Irlanda	55%	55%	55%	55%
Italia	50%	50%	50%	44,40%
Noruega	60%	60%	n.d.	n.d.
Países Bajos	45,25%	45,25%	44,62%	45,25%
Portugal	50%	50%	50%	50%
Suecia	44%	44%	47%	47%

Nota: Alemania, Bélgica (en transporte eléctrico y de gas, así como en distribución eléctrica y de gas en la región de Bruselas) y Dinamarca (en transporte eléctrico y de gas) no utilizan la fórmula del WACC, solo calculan el coste de los fondos propios y establecen un límite a la estructura financiera.

n.d.: información no disponible.

Fuente: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 y normativa nacional.

A la vista de los resultados anteriores, se ha optado por seleccionar un ratio de apalancamiento regulatorio del 46%.

Esta decisión regulatoria implica reducir el ratio de apalancamiento con respecto al 50% del periodo regulatorio anterior. La decisión se adopta para reflejar un

menor ratio de apalancamiento obtenido a través de los dos métodos de cálculo, pero sin distanciarse de los valores fijados por otros reguladores energéticos europeos.

En el Cuadro 22 se realiza, en base a la petición efectuada durante el trámite de audiencia, un análisis de sensibilidad de la tasa de retribución financiera que se obtiene para distintos valores del ratio de apalancamiento. Concretamente, se realiza el cálculo para el 42% (valor obtenido según el primer método de cálculo), para el 52% (promedio del valor observado en otros reguladores energéticos europeos), y para el 46% (valor del ratio de apalancamiento regulatorio finalmente seleccionado).

Cuadro 22. Análisis de sensibilidad de la TRF a diferentes valores del ratio de apalancamiento

	RATIO APALANCAMIENTO 42%	RATIO APALANCAMIENTO 46%	RATIO APALANCAMIENTO 52%
Beta reapalancada	0,71	0,75	0,83
TRF	6,65%	6,58%	6,48%

Fuente: Elaboración propia.

9.5.3. Tasa impositiva considerada

Tal y como se ha indicado en el apartado 9.4.3.2, según el artículo 6 de la Circular 2/2019, 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 2023, se han tenido en cuenta las tasas estatutarias correspondientes a dicho año.

Así, en el Cuadro 23, se incluyen las tasas estatutarias totales para el año 2023 de los países europeos a los que pertenecen los 34 comparadores seleccionados en el apartado 9.5.1. La tasa impositiva estatutaria de España en 2023 es del 25,00%.

Cuadro 23. Tasa impositiva estatutaria por país en el año 2023 de los países a los que pertenecen los comparadores seleccionados

País	Tasa impositiva estatutaria total (2023)
Alemania	29,95%
Austria	24,00%
Bélgica	25,00%
España	25,00%
Francia	25,83%
Gran Bretaña	25,00%
Grecia	22,00%
Italia	27,81%
Portugal	31,50%

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

9.5.4. Cálculo de la rentabilidad esperada de los fondos propios

Según la metodología detallada en el apartado 9.4.4, conforme al artículo 2.3 de la Circular 2/2019, para el cálculo del coste de los fondos propios se emplea el *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

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.

9.5.4.1. Cálculo de la tasa libre de riesgo

Conforme al artículo 7 de la Circular 2/2019, 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 2018 y el 31 de diciembre de 2023, que resulta en 1,42%. A estas cotizaciones diarias se les añade el ajuste por QE de 183 p.b. (1,83%) según lo indicado en el apartado 9.4.4.2 (ver Cuadro 24). Obteniéndose un valor de la tasa libre de riesgo una vez incorporado el ajuste por QE del 3,25%.

Cuadro 24. Valor de la tasa libre de riesgo añadiendo el ajuste por QE al valor del bono

		Promedio bono	Ajuste QE	Resultado
2018	T1	1,44%	1,60%	3,04%
	T2	1,33%	1,60%	2,93%
	T3	1,40%	1,65%	3,05%
	T4	1,54%	1,70%	3,24%
2019	T1	1,24%	1,75%	2,99%
	T2	0,83%	1,75%	2,58%

	T3	0,25%	1,75%	2,00%
	T4	0,35%	1,80%	2,15%
2020	T1	0,42%	2,10%	2,52%
	T2	0,69%	2,40%	3,09%
	T3	0,33%	2,90%	3,23%
	T4	0,11%	3,30%	3,41%
2021	T1	0,22%	3,81%	4,03%
	T2	0,44%	3,81%	4,25%
	T3	0,30%	3,81%	4,11%
	T4	0,46%	3,81%	4,27%
2022	Enero	0,64%	3,81%	4,45%
	Febrero	1,14%	3,18%	4,31%
	Marzo	1,27%	2,54%	3,81%
	Abril	1,75%	1,91%	3,66%
	Mayo	2,08%	1,27%	3,35%
	Junio	2,65%	0,64%	3,28%
	Julio-Diciembre	2,85%	0,00%	2,85%
2023		3,48%	0,00%	3,48%
Tasa libre de riesgo (R _{LR})		1,42%	1,83%	3,25%

Fuente: Elaboración propia.

A efectos comparativos, en el Cuadro 25, se muestran las tasas libres de riesgo utilizadas en 2023 por los países europeos estudiados en el cálculo de sus respectivos WACC de las actividades reguladas del sector energético. Grecia e Italia suman una prima de riesgo país al bono del Estado que utilizan y su valor se encuentra ya agregado en el siguiente cuadro. Además, se indica qué países incluyen primas a la fórmula del método CAPM para el cálculo de la rentabilidad de los fondos propios, señalando su valor. Asimismo, se señalan los valores que son en términos reales en lugar de nominales.

Cuadro 25. Tasas libres de riesgo empleadas por reguladores energéticos europeos para el cálculo de la rentabilidad de los fondos propios

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica	Transporte de gas	Distribución de gas
Alemania nota	2,49%	2,49%	0,74%	0,74%
Austria	Activos anteriores a 2023: 0,66% Nuevas inversiones: 1,63%	1,87%	Activos anteriores a 2021: 0,26% (real) Inversiones desde 2021: 1,08% (nominal) Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma una prima por riesgo de volumen: 3,5%	Activos anteriores a 2023: 0,66% Nuevas inversiones: 1,63%
Bélgica nota	2,40%	Región Flamenca: 0,09% Región Valona: 2,708% Región Bruselas: rango (2,20%-5,20%). Se calcula cada año, valor estimado en junio 2019 para 2023: 2,80%.	2,40%	Región Flamenca: 0,09% Región Valona: 2,708% Región Bruselas: rango (2,20%-5,20%). Se calcula cada año, valor estimado en junio 2019 para 2023: 2,80%.
Dinamarca nota	1,16%	1,61%	0,84% Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima por gasoducto báltico: 0,8%)	-0,52%
Finlandia	1,76%	1,76%	1,76%	1,76%

	Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez: 0,6%)	Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez: 0,6%)	Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez: 0,6% y prima de riesgo en transporte de gas: 1,7%)	Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez: 0,6% y prima de riesgo en distribución de gas: 1,3%)
Francia	1,70%	n.d.	(abril 2023-marzo 2024) 1,70%	(abril 2023-marzo 2024) 1,70%
Gran Bretaña	(abril 2023-marzo 2024) -1,58% (real) Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se resta al modelo CAPM un término (expected outperformance: 0,22%)	(abril 2023-marzo 2024) 1,46% (real)	(abril 2023-marzo 2024) -1,58% (real) Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se resta al modelo CAPM un término (expected outperformance: 0,25%)	(abril 2023-marzo 2024) -1,58% (real) Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se resta al modelo CAPM un término (expected outperformance: 0,25%)
Grecia	3,66% (incluye prima de riesgo país: 1,30%)	3,66% (incluye prima de riesgo país: 1,30%)	1,85% (incluye prima de riesgo país: 1,50%)	3,66% (incluye prima de riesgo país: 1,30%)
Irlanda	Rango (-1,2%; -0,8%) (real)	Rango (-1,2%; -0,8%) (real)	(oct. 2022 – sept. 2023) Rango (0,0%-0,2%) (real)	(oct. 2022 – sept. 2023) Rango (0,0%-0,2%) (real)
Italia	1,26% (real) (incluye primas 'Forward': 0,25%, 'Uncertainty': 0,50%, 'Convenience': 1,0% y prima de riesgo país: 1,13%)	1,26% (real) (incluye primas 'Forward': 0,25%, 'Uncertainty': 0,50%, 'Convenience': 1,0% y prima de riesgo país: 1,13%)	1,26% (real) (incluye primas 'Forward': 0,25%, 'Uncertainty': 0,50%, 'Convenience': 1,0% y prima de riesgo país: 1,13%)	1,26% (real) (incluye primas 'Forward': 0,25%, 'Uncertainty': 0,50%, 'Convenience': 1,0% y prima de riesgo país: 1,13%)
Noruega	6,1%	6,1%	n.d.	n.d.
Países Bajos	-0,01% (valor inicial), se modifica a 0,50% (valor mínimo) por decisión judicial de julio 2023. El valor recalculado expost es de 2,75%	-0,01% (valor inicial), se modifica a 0,50% (valor mínimo) por decisión judicial de julio 2023. El valor recalculado expost es de 2,75%	0,16% (valor inicial), se modifica a 0,50% (valor mínimo) por decisión judicial de julio 2023. El valor recalculado expost es de 2,75%	-0,01% (valor inicial), se modifica a 0,50% (valor mínimo) por decisión judicial de julio 2023. El valor recalculado expost es de 2,75%
Portugal	0,06% (la prima de riesgo país la incluyen en la PRM)	0,06% (la prima de riesgo país la incluyen en la PRM)	0,57% (la prima de riesgo país la incluyen en la PRM)	0,57% (la prima de riesgo país la incluyen en la PRM)
Suecia	0,90%	0,90%	2,20% Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima de riesgo: 1,5%)	2,20% Para calcular la rentabilidad de los fondos propios se suma al modelo CAPM un término adicional (prima de riesgo: 1,5%)

Nota: Alemania, Bélgica (en transporte eléctrico y de gas, así como en distribución eléctrica y de gas en la región de Bruselas) y Dinamarca (en transporte eléctrico y de gas) no utilizan la fórmula del WACC, solo calculan el coste de los fondos propios y establecen un límite a la estructura financiera.

n.d.: información no disponible.

Nota metodológica: estos datos se corresponden a los reportados por reguladores europeos en el *CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks* del año 2023 y en normativa nacional. No obstante, es necesario interpretarlos con cautela ya que sus periodos regulatorios pueden no corresponderse con un periodo de 6 años como en el caso español y, en algunos casos existen mecanismos de revisión intraperiodo.

Fuente: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 y normativa nacional.

9.5.4.2. Cálculo del coeficiente β

El artículo 8 de la Circular 2/2019 establece la metodología de cálculo del coeficiente beta.

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 2018, y fecha de fin del periodo, el 31 de diciembre de 2023. De esta manera, se calcula una sola beta para cada empresa, a partir de una regresión lineal de las observaciones históricas semanales desde el primer día hasta el último día del periodo de cálculo.

A continuación, las betas apalancadas de las empresas se desapalancan utilizando la fórmula de Modigliani-Miller, como se ha indicado en el apartado 9.4.4.3. 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 9.5.3. 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 2018 y el 31 de diciembre de 2023 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 los valores diarios 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 2018 y el 31 de diciembre de 2023 de los valores diarios de capitalización bursátil de cada sociedad (*"HISTORICAL_MARKET_CAP"*).

Adicionalmente, como se ha indicado en el apartado 9.4.4.3, 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 de compra-venta correspondiente al periodo 2018-2023, obtenida de Bloomberg, sea superior al 1% (*"AVERAGE_BID_ASK_SPREAD_%"*). Concretamente, se han eliminado siguiendo este criterio las betas correspondientes a ENBW, GELSENWASSER, LECHWERKE, MAINOVA, FLUXYS BELGIUM, ELECTRICITÉ DE STRASBOURG, ACINQUE y GAS PLUS.

En el Cuadro 26, se incluye el listado de betas apalancadas y desapalancadas correspondientes a cada uno de los comparadores seleccionados. En gris, 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 0,46.

Cuadro 26. Listado de las betas apalancadas y desapalancadas de los comparadores seleccionados y cálculo de la beta promedio desapalancada

Nombre	País	Beta apalancada β_L	Ratio D/FP	Tasa estatutaria total T	Beta desapalancada β_U	Diferencial medio de compraventa 2018-2023
E.ON	Alemania	0,71	98%	29,95%	0,42	0,04%
EnBW	Alemania	0,38	40%	29,95%	0,30	3,05%
Gelsenwasser	Alemania	0,12	35%	29,95%	0,09	n.d.
Lechwerke	Alemania	0,12	0%	29,95%	0,12	2,84%
Mainova	Alemania	0,29	52%	29,95%	0,21	n.d.
EVN	Austria	0,68	35%	24,00%	0,53	0,41%
Verbund	Austria	0,66	11%	24,00%	0,61	0,18%
Elia Group	Bélgica	0,52	80%	25,00%	0,33	0,20%
Fluxys Belgium	Bélgica	0,16	54%	25,00%	0,12	1,26%
Enagas	España	0,58	80%	25,00%	0,36	0,07%
Endesa	España	0,69	45%	25,00%	0,51	0,07%
Iberdrola	España	0,66	76%	25,00%	0,42	0,05%
Naturgy Energy Group	España	0,68	60%	25,00%	0,47	0,08%
Redeia Corporación	España	0,47	67%	25,00%	0,31	0,07%
EDF - Electricité de France	Francia	0,91	173%	25,83%	0,40	0,07%
Electricité de Strasbourg	Francia	0,25	-14%	25,83%	0,27	1,18%
Engie	Francia	1,02	82%	25,83%	0,63	0,04%
Public Power Corporation SA	Grecia	1,34	194%	22,00%	0,53	0,24%
Holding CO ADMIE	Grecia	0,75	-2%	22,00%	0,77	0,40%
A2A	Italia	0,82	80%	27,81%	0,52	0,08%
Acea	Italia	0,67	119%	27,81%	0,36	0,20%
Acinque	Italia	0,38	38%	27,81%	0,29	2,05%
Ascopiave	Italia	0,71	41%	27,81%	0,55	0,40%
Enel	Italia	0,89	99%	27,81%	0,52	0,04%
Gas Plus	Italia	0,48	59%	27,81%	0,34	1,69%
Hera	Italia	0,67	75%	27,81%	0,43	0,11%
Iren	Italia	0,81	119%	27,81%	0,44	0,17%
Italgas	Italia	0,58	114%	27,81%	0,32	0,11%
SNAM	Italia	0,63	84%	27,81%	0,39	0,05%
Terna	Italia	0,54	72%	27,81%	0,36	0,06%
EDP	Portugal	0,90	102%	31,50%	0,53	0,06%
REN	Portugal	0,58	149%	31,50%	0,29	0,24%
National Grid	Reino Unido	0,61	104%	25,00%	0,34	0,04%
SSE	Reino Unido	0,89	59%	25,00%	0,62	0,06%
Beta desapalancada promedio					0,46	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg, en el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2023.

Nota: Datos extraídos de Bloomberg en febrero de 2025.

Finalmente, se ha reapalancado la beta obtenida mediante la aplicación de la fórmula de Hamada, incluida en el apartado 9.4.4.3. Para ello, se ha aplicado el

ratio óptimo de deuda/fondos propios que se deriva del ratio de apalancamiento regulatorio obtenido en el apartado 9.4.3.1 (46%) y que asciende consecuentemente al 85%, y la tasa impositiva estatutaria aplicable en España en el año 2023 (25,00%). De este modo, se obtiene un valor de 0,75 para la beta reapalancada (Cuadro 27). Este es el valor del coeficiente beta que se incorpora en la fórmula del WACC conforme al artículo 8.3 de la Circular 2/2019.

Cuadro 27. Cálculo de la beta reapalancada

Beta desapalancada promedio β_u	Tasa estatutaria España T	Ratio óptimo D/FP	Beta reapalancada β
0,46	25,00%	85%	0,75

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Cuadro 26.

Haciendo una comparativa con la beta (*equity beta* o beta reapalancada) utilizada por los distintos reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético (Cuadro 28), se observan valores similares a los obtenidos en la mayoría de los países.

Cuadro 28. Coeficientes beta empleados por reguladores energéticos europeos

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica	Transporte de gas	Distribución de gas
Alemania ^{nota}	0,83	0,83	0,81	0,81
Austria	0,85	0,85	0,85	0,85
Bélgica ^{nota}	0,53	Región Flamenca: 0,83 Región Valona: 0,65 Región Bruselas: 0,70	0,65	Región Flamenca: 0,83 Región Valona: 0,65 Región Bruselas: 0,70
Dinamarca ^{nota}	0,75	0,70	0,70	1,33
Finlandia	0,72	0,83	0,69	0,69
Francia	0,78	n.d.	0,86	0,83
Gran Bretaña	0,759	0,759	0,759	0,759
Grecia	0,80	0,80	0,80	0,80
Irlanda	Rango (0,78 – 0,89)	Rango (0,78 – 0,89)	Rango (0,73-0,82)	Rango (0,73-0,82)
Italia	0,65	0,70	0,68	0,71
Noruega	0,875	0,875	n.d.	n.d.
Países Bajos	0,63	0,63	0,63	0,63
Portugal	0,62	0,69	0,62	0,66
Suecia	0,52	0,52	0,61	0,61

Nota: Alemania, Bélgica (en transporte eléctrico y de gas, así como en distribución eléctrica y de gas en la región de Bruselas) y Dinamarca (en transporte eléctrico y de gas) no utilizan la fórmula del WACC, solo calculan el coste de los fondos propios y establecen un límite a la estructura financiera.

n.d.: información no disponible.

Nota metodológica: estos datos se corresponden a los reportados por reguladores europeos en el *CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks* del año 2023 y en normativa nacional. No obstante, es necesario interpretarlos con cautela ya que sus periodos regulatorios pueden no corresponderse con un periodo de 6 años como en el caso español y, en algunos casos existen mecanismos de revisión intraperiodo.

Fuente: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 y normativa nacional.

9.5.4.3. Cálculo de la prima de riesgo del mercado

Como se indica en el apartado 9.4.4.4, conforme al artículo 9 de la Circular 2/2019, la prima de riesgo de mercado se calcula como la media ponderada del promedio, para cada país europeo, de las medias geométrica y aritmética publicadas en el informe DMS, estando basada la ponderación de los distintos países en el cálculo del promedio final, en su nivel de capitalización bursátil.

El informe DMS (Elroy Dimson, Paul Marsh, Mike Staunton), publicado por UBS en el mes de marzo de 2024 (*“Global Investment Returns Yearbook 2024”*), incorpora en su tabla 11, *“Worldwide equity risk premiums relative to bonds, 1900-2023”*, los valores de las medias geométricas y aritméticas de las primas de riesgo correspondientes al periodo 1900-2023 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 2023, obtenido de Bloomberg (*“WCAU”*).

En el Cuadro 29, 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 4,98%.

Cuadro 29. Cálculo de la prima de riesgo de mercado con datos de DMS correspondientes al periodo 1900-2023

País	Peso relativo (según capitalización bursátil)	Media geométrica (informe DMS)	Media aritmética (informe DMS)	Promedio media geométrica y aritmética	Media geométrica ponderada	Media aritmética ponderada	Promedio medias geométrica y aritmética ponderadas
Alemania	16,60%	5,10%	8,20%	6,65%	0,85%	1,36%	1,10%
Austria	1,07%	3,20%	21,00%	12,10%	0,03%	0,22%	0,13%
Bélgica	2,74%	2,50%	4,60%	3,55%	0,07%	0,13%	0,10%
Dinamarca	5,79%	3,90%	5,60%	4,75%	0,23%	0,32%	0,28%
España	5,16%	1,90%	3,80%	2,85%	0,10%	0,20%	0,15%
Finlandia	2,05%	5,50%	9,10%	7,30%	0,11%	0,19%	0,15%
Francia	22,53%	3,50%	5,70%	4,60%	0,79%	1,28%	1,04%
Holanda	6,84%	3,60%	5,90%	4,75%	0,25%	0,40%	0,32%
Irlanda	0,60%	3,00%	4,90%	3,95%	0,02%	0,03%	0,02%
Italia	4,76%	3,30%	6,60%	4,95%	0,16%	0,31%	0,24%
Noruega	2,75%	2,90%	5,60%	4,25%	0,08%	0,15%	0,12%
Portugal	0,64%	5,40%	9,40%	7,40%	0,03%	0,06%	0,05%
Reino Unido	21,28%	3,80%	5,20%	4,50%	0,81%	1,11%	0,96%
Suecia	7,19%	3,50%	5,70%	4,60%	0,25%	0,41%	0,33%
100%				Prima de riesgo de mercado (PRM)		4,98%	

Nota: no se considera Grecia porque su serie de datos comienza en 1993 en lugar de en 1900.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de DMS (Elroy Dimson, Paul Marsh, Mike Staunton) del informe Global Investment Returns Yearbook 2024, publicado por UBS. El peso relativo según capitalización bursátil se ha obtenido de Bloomberg ("WCAU") a fecha 31 de diciembre de 2023.

Haciendo una comparativa con la prima de riesgo utilizada por los distintos reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético (Cuadro 30), se observan valores similares en la mayoría de los países.

Cuadro 30. Prima de riesgo de mercado utilizada por reguladores energéticos europeos

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica	Transporte de gas	Distribución de gas
Alemania ^{nota}	3,80%	3,80%	3,70%	3,70%
Austria	5,00%	5,00%	4,50%	5,00%
Bélgica ^{nota}	3,50%	Región Flamenca: 4,81% Región Valona: 4,30% Región Bruselas: 4,50%	3,50%	Región Flamenca: 4,81% Región Valona: 4,30% Región Bruselas: 4,50%
Dinamarca ^{nota}	5,50%	5,50%	6,00%	5,50%
Finlandia	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Francia	5,20%	n.d.	5,20%	5,20%
Gran Bretaña	6,50% (corresponde al <i>Total Market Return</i> , para calcular el coste de los fondos propios utilizando el modelo CAPM se resta la tasa libre de riesgo. Así la prima de riesgo de mercado resultaría en 8,08%)	6,50% (corresponde al <i>Total Market Return</i> , para calcular el coste de los fondos propios utilizando el modelo CAPM se resta la tasa libre de riesgo. Así la prima de riesgo de mercado resultaría en 8,08%)	6,50% (corresponde al <i>Total Market Return</i> , para calcular el coste de los fondos propios utilizando el modelo CAPM se resta la tasa libre de riesgo. Así la prima de riesgo de mercado resultaría en 8,08%)	6,50% (corresponde al <i>Total Market Return</i> , para calcular el coste de los fondos propios utilizando el modelo CAPM se resta la tasa libre de riesgo. Así la prima de riesgo de mercado resultaría en 8,08%)
Grecia	5,50%	5,50%	5,30%	5,50%
Irlanda	Rango (6,9%; 7,55%)	Rango (6,9%; 7,55%)	Rango (6,2%-6,7%)	Rango (6,2%-6,7%)
Italia	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%
Noruega	5,00%	5,00%	n.d.	n.d.
Países Bajos	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Portugal	5,94% (incluye prima de riesgo país: 1,41%)	5,94% (incluye prima de riesgo país: 1,41%)	6,50% (incluye prima de riesgo país: 2,16%)	6,50% (incluye prima de riesgo país: 2,16%)
Suecia	6,68%	6,68%	7%	7%

Nota: Alemania, Bélgica (en transporte eléctrico y de gas, así como en distribución eléctrica y de gas en la región de Bruselas) y Dinamarca (en transporte eléctrico y de gas) no utilizan la fórmula del WACC, solo calculan el coste de los fondos propios y establecen un límite a la estructura financiera.

n.d.: información no disponible.

Nota metodológica: estos datos se corresponden a los reportados por reguladores europeos en el *CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks* del año 2023 y en normativa nacional. No obstante, es necesario interpretarlos con cautela ya que sus periodos regulatorios pueden no corresponderse con un periodo de 6 años como en el caso español y, en algunos casos existen mecanismos de revisión intraperíodo.

Fuente: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 y normativa nacional.

9.5.4.4. Resultado del cálculo de la rentabilidad esperada de los fondos propios

A partir de los valores obtenidos para la tasa libre de riesgo (que incluye Ajuste por QE), el coeficiente beta y la prima de riesgo de mercado, de la aplicación del modelo CAPM resulta un valor para la Rentabilidad esperada de los fondos propios del 7,00%, tal y como se muestra en el Cuadro 31.

Cuadro 31. Cálculo de la rentabilidad esperada de los fondos propios

Tasa libre de riesgo (incluye Ajuste por QE)	3,25%
Beta	0,75
PRM	4,98%
Rentabilidad esperada de los fondos propios (R_{FP})	7,00%

Fuente: Elaboración propia.

En el Cuadro 32 se muestra la rentabilidad de los fondos propios empleada por los distintos reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético. Los valores son *post-tax* y en términos nominales salvo que se indique lo contrario en el cuadro. Es necesario tener en cuenta que los valores de la rentabilidad de los fondos propios incluidos en el informe “*CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023*” están calculados en momentos temporales diferentes, y aplican a periodos regulatorios con distinta fecha de inicio y fin, así como de distinta duración al del caso español, lo cual, a diferencia de otros parámetros, afecta significativamente a su valor. Además, varios reguladores europeos aplican mecanismos de revisión intraperiodo, o actualizan anualmente el cálculo de la rentabilidad de los fondos propios, a diferencia de España en que el valor se mantiene fijo durante un periodo de 6 años. Por este motivo, los valores obtenidos no son totalmente comparables al valor obtenido para España, a diferencia de lo que sucede con otros parámetros más estructurales.

Cuadro 32. Rentabilidad de los fondos propios empleada por reguladores energéticos europeos

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica	Transporte de gas	Distribución de gas
Alemania nota	5,64% (Los activos anteriores a 2006 tienen otra rentabilidad: 5,12%, real pre-tax)	5,64% (Los activos anteriores a 2006 tienen otra rentabilidad: 5,12%, real pre-tax)	4,13% (Los activos anteriores a 2006 tienen otra rentabilidad para cuyo cálculo se descuenta la inflación media de los últimos 10 años: 2,86%, real)	4,13% (Los activos anteriores a 2006 tienen otra rentabilidad para cuyo cálculo se descuenta la inflación media de los últimos 10 años: 2,86%, real)
Austria	Inversiones hasta 2022: 4,91% Inversiones en 2023: 5,88%	6,12% Para nuevas inversiones aumenta el coste de los fondos propios (+0,8% sobre el coste de los fondos propios pre-tax)	Inversiones hasta 2020: 4,085% (real) Inversiones desde 2021: 4,905% (nominal) Después de aplicar la tasa impositiva para calcular el coste de los fondos propios antes de impuestos se suma una prima por riesgo de volumen (3,5%), no incluida en estos valores.	Inversiones hasta 2022: 4,91% Inversiones en 2023: 5,88%
Bélgica nota	Si el ratio de apalancamiento $\geq 60\%$, el coste de los fondos propios (modelo CAPM) resulta en: 4,68% (Incluye el incremento por un coeficiente de falta de liquidez 1,1%. El valor no incluye la prima de riesgo adicional para cubrir riesgos adicionales asociados a la Red Modular Offshore.) Si el ratio de apalancamiento $< 60\%$, se pondera una parte con un coste de fondos propios del 4,68% y la otra con un coste de 3,10%	Región Flamenca: 4,08% Región Valona: 5,502% Región Bruselas: (considerando tasa libre de riesgo: 2,80%), si el ratio de apalancamiento $\geq 60\%$, el coste de los fondos propios (modelo CAPM) resulta en 5,95%. Si el ratio de apalancamiento $< 60\%$, se pondera una parte con un coste de fondos propios del 5,95% y la otra con un coste de 3,80%	Si el ratio de apalancamiento $\geq 60\%$, el coste de los fondos propios (modelo CAPM) resulta en: 5,61% (Incluye el incremento por un coeficiente de falta de liquidez 1,2%) Si el ratio de apalancamiento $< 60\%$, se pondera una parte con un coste de fondos propios del 5,61% y la otra con un coste de 3,10%	Región Flamenca: 4,08% Región Valona: 5,502% Región Bruselas: (considerando tasa libre de riesgo: 2,80%), si el ratio de apalancamiento $\geq 60\%$, el coste de los fondos propios (modelo CAPM) resulta en 5,95%. Si el ratio de apalancamiento $< 60\%$, se pondera una parte con un coste de fondos propios del 5,95% y la otra con un coste de 3,80%
Dinamarca nota	5,29%	5,46%	5,84% Resultado ya sumando al modelo CAPM un término adicional (prima por gasoducto báltico: 0,8%)	8,49%
Finlandia	5,96% Resultado ya sumando al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez: 0,6%)	6,50% Resultado ya sumando al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez: 0,6%)	7,51% Resultado ya sumando al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez: 0,6% y prima de riesgo en transporte de gas: 1,7%)	7,11% Resultado ya sumando al modelo CAPM un término adicional (prima por falta de liquidez: 0,6% y prima de riesgo en distribución de gas: 1,3%)
Francia	5,76%	n.d.	(abril 2023 - marzo 2024) 6,17%	(abril 2023 - marzo 2024) 6,02%
Gran Bretaña	(abril 2023 - marzo 2024) 4,02% (real) Corresponde al Allowed Return	(abril 2023 - marzo 2024) 5,28% (real)	(abril 2023 - marzo 2024) 4,30% (real) Corresponde al Allowed Return	(abril 2023 - marzo 2024) 4,30% (real) Corresponde al Allowed Return

	on Equity, calculado restando el Expected Outperformance (0,22%) al coste de los fondos propios.		on Equity, calculado restando el Expected Outperformance (0,25%) al coste de los fondos propios.	on Equity, calculado restando el Expected Outperformance (0,25%) al coste de los fondos propios.
Grecia	8,06%	8,06%	6,09%	8,06%
Irlanda	Rango (4,2% - 5,9%) (real)	Rango (4,2% - 5,9%) (real)	(oct. 2022 – sept. 2023) Rango (4,6% - 5,7%) (real)	(oct. 2022 – sept. 2023) Rango (4,6% - 5,7%) (real)
Italia	5,08% (real)	5,39% (real)	5,23% (real)	5,4% (real)
Noruega	10,46%	10,46%	n.d.	n.d.
Países Bajos	Valor estimado inicial: 3,15% (3,66% tras introducir un valor mínimo de la tasa libre de riesgo) Se recalcula expost	Valor estimado inicial: 3,15% (3,66% tras introducir un valor mínimo de la tasa libre de riesgo) Se recalcula expost	Valor estimado inicial: 3,33% (3,67% tras introducir un valor mínimo de la tasa libre de riesgo) Se recalcula expost	Valor estimado inicial: 3,15% (3,66% tras introducir un valor mínimo de la tasa libre de riesgo) Se recalcula expost
Portugal	mín. 3,05% - máx. 4,48%	mín. 3,70% - máx. 4,65%	mín. 3,88% - máx. 5,24%	mín. 3,75% - máx. 5,99%
Suecia	4,37%	4,37%	8,0% Resultado ya sumando al modelo CAPM un término adicional (prima de riesgo: 1,5%)	8,0% Resultado ya sumando al modelo CAPM un término adicional (prima de riesgo: 1,5%)

Nota: Alemania, Bélgica (en transporte eléctrico y de gas, así como en distribución eléctrica y de gas en la región de Bruselas) y Dinamarca (en transporte eléctrico y de gas) no utilizan la fórmula del WACC, solo calculan el coste de los fondos propios y establecen un límite a la estructura financiera.

n.d.: información no disponible.

Nota metodológica: estos datos se corresponden a los reportados por reguladores europeos en el *CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks* del año 2023 y en normativa nacional. No obstante, es necesario interpretarlos con cautela ya que sus periodos regulatorios pueden no corresponderse con un periodo de 6 años como en el caso español y, en algunos casos existen mecanismos de revisión intraperiodo.

Fuente: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 y normativa nacional.

9.5.5. Cálculo del coste de la deuda

Mediante esta Circular se modifica el artículo 10 de la Circular 2/2019, para modificar la metodología de cálculo del coste de la deuda R_D . La nueva metodología ha sido enunciada en el apartado 9.4.5 de esta memoria. Como se ha indicado, se combina el coste de la deuda “*Business as usual*” (obtenido teniendo en cuenta un coeficiente de disminución del inmovilizado d) y el coste de la deuda de “Inversiones incrementales”, calculados utilizando datos de coste de la deuda históricos y futuros. Se define un coeficiente de representatividad de las inversiones incrementales C_{ii} , y se calcula un coste de la deuda ponderado único para el periodo 2026-2031, ponderando el coste de la deuda “*Business as usual*” por $(1 - C_{ii})$, y el coste de la deuda de “Inversiones incrementales” por C_{ii} . Además, se añaden unos costes adicionales de la deuda C_A (costes de transacción asociados a la emisión de la deuda y *cost-of-carry*).

I) Coste de la deuda “*Business as usual*” en el periodo regulatorio 2026-2031:

I.i) Coste de la deuda histórico anual, para los años 2018 a 2023.

Según la metodología enunciada en el apartado 9.4.5 de esta memoria, el coste de la deuda de cada comparador se ha estimado, para cada año del periodo 2018-2023, 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 y el 31 de diciembre del año correspondiente. En cuanto al diferencial, éste 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 y el 31 de diciembre de cada año del periodo 2018-2023. Los datos de cotización de CDS se han descargado en todos los casos utilizando la herramienta “*Spreadsheet Builder*” del *add-in* de Bloomberg para Microsoft Excel.

Dado que el cálculo se realiza año a año, en el caso de las empresas incluidas como comparadores de las que no se dispone de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, en un año determinado, se ha utilizado el promedio de las TIR de sus emisiones de deuda a un plazo de 8-12 años, en euros, con fecha de emisión comprendida entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año correspondiente.

Las empresas GELSENWASSER, LECHWERKE, MAINOVA, EVN, VERBUND, FLUXYS BELGIUM, ENDESA, ELECTRICITÉ DE STRASBOURG, PUBLIC POWER CORPORATION SA, HOLDING CO ADMIE, ACINQUE, ASCOPIAVE, GAS PLUS, no disponen en ninguno de los años del periodo 2018-2023 de CDS cotizados ni de emisiones de deuda que cumplan 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 de cada año del periodo se ha calculado como la media de los costes de financiación de cada comparador en dicho año.

En el cálculo efectuado, no se ha eliminado ningún comparador por el criterio de calificación crediticia, puesto que todos los comparadores seleccionados que tenían CDS o emisiones de deuda se encuentran en niveles de *investment grade*, según las principales agencias de rating. En el Cuadro 33, se muestran las equivalencias entre las calificaciones crediticias de las agencias Moody's, Standard & Poor's y Fitch.

Cuadro 33. Equivalencias entre los niveles de rating de Moody's, Standard & Poor's y Fitch

Moody's		Standard & Poor's		Fitch		Descripción	
Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo		
Aaa	P-1	AAA	A-1+	AAA	F1+	Prime	Grado de inversión o investment grade
Aa1		AA+		AA+		High grade	
Aa2		AA		AA			
Aa3		AA-		AA-		Upper medium grade	
A1		A+	A-1	A+	F1		
A2	P-2	A	A-2	A	F2	Lower medium grade	
A3		A-		A-			
Baa1		P-3	BBB+	A-3	BBB+	F3	
Baa2	BBB		BBB				
Baa3	BBB-		BBB-				
Ba1	Not prime	BB+	B	BB+	B	Non-investment grade speculative	Grado especulativo
Ba2		BB		BB		Highly speculative	
Ba3		BB-		BB-			
B1		B+		B+			
B2		B		B			
B3		B-		B-			
Caa1		CCC+	C	CCC	C	Substantial risks	
Caa2		CCC				Extremely speculative	
Caa3		CCC-				Default imminent with little prospect for recovery	
Ca		CC					
C		C					
/		D	/	DDD	/	In default	
				DD			
				D			

Fuente: Elaboración propia a partir de información de Moody's, Standard & Poor's y Fitch.

Los resultados se detallan en el Cuadro 34. Asimismo, en dicho cuadro se especifica el método de cálculo empleado para la obtención del coste de financiación de cada sociedad en cada uno de los años del periodo, y el promedio anual del coste de la deuda.

Aunque esta metodología considera un enfoque europeo para el cálculo del coste de la deuda, se ha incluido en el siguiente cuadro, a efectos de análisis de sensibilidad, el promedio anual del coste de la deuda de las empresas españolas.

También se incluyen las medias anuales del Bono del Estado a 10 años, así como el diferencial en puntos básicos entre el coste de la deuda anual (para todos los comparadores y sólo para las empresas españolas) y la media anual del Bono del Estado.

Asimismo, se ha incluido, únicamente a efectos de análisis de sensibilidad, un promedio para el periodo 2018-2023.

Cuadro 34. Cálculo del coste de la deuda histórico

Nombre	País	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
		Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones	Método de cálculo	IRS+CDS ó Media TIR emisiones
E.ON	Alemania	IRS+CDS	1,828%	IRS+CDS	0,999%	IRS+CDS	0,584%	IRS+CDS	0,744%	IRS+CDS	3,177%	IRS+CDS	4,054%
EnBW	Alemania	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	0,266%	Media TIR emisiones	0,544%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	4,190%
Gelsenwasser	Alemania	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Lechwerke	Alemania	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Mainova	Alemania	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
EVN	Austria	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Verbund	Austria	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Elia Group	Bélgica	Media TIR emisiones	1,568%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,061%	Media TIR emisiones	0,741%	Media TIR emisiones	3,279%	Media TIR emisiones	3,660%
Fluxys Belgium	Bélgica	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Enagas	España	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	0,407%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Endesa	España	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Iberdrola	España	IRS+CDS	1,967%	IRS+CDS	1,091%	IRS+CDS	0,610%	IRS+CDS	0,819%	IRS+CDS	2,962%	IRS+CDS	3,990%
Naturgy Energy Group	España	IRS+CDS	2,087%	IRS+CDS	1,212%	IRS+CDS	0,752%	IRS+CDS	0,964%	IRS+CDS	3,333%	IRS+CDS	4,136%
Redeia Corporación	España	Media TIR emisiones	1,316%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	0,500%	Media TIR emisiones	0,625%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
EDF	Francia	IRS+CDS	2,060%	IRS+CDS	1,303%	IRS+CDS	0,800%	IRS+CDS	0,943%	IRS+CDS	3,633%	IRS+CDS	4,665%
Electricité de Strasbourg	Francia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Engie	Francia	IRS+CDS	1,808%	IRS+CDS	0,933%	IRS+CDS	0,487%	IRS+CDS	0,702%	IRS+CDS	3,000%	IRS+CDS	3,917%
Public Power Corporation SA	Grecia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Holding CO ADMIE	Grecia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
A2A	Italia	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,139%	Media TIR emisiones	0,671%	Media TIR emisiones	0,872%	Media TIR emisiones	4,549%	Media TIR emisiones	4,513%

Acea	Italia	Media TIR emisiones	1,718%	Media TIR emisiones	1,903%	Media TIR emisiones	0,590%	Media TIR emisiones	0,434%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	3,873%
Acinque	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Ascopiave	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Enel	Italia	IRS+CDS	2,383%	IRS+CDS	1,623%	IRS+CDS	1,066%	IRS+CDS	1,090%	IRS+CDS	3,634%	IRS+CDS	4,576%
Gas Plus	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Hera	Italia	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,084%	Media TIR emisiones	0,348%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	4,310%
Iren	Italia	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	0,944%	Media TIR emisiones	1,008%	Media TIR emisiones	0,818%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Italgas	Italia	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	1,023%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	0,587%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	4,296%
SNAM	Italia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	0,400%	Media TIR emisiones	0,758%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Terna	Italia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	0,605%	Media TIR emisiones	0,398%	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	3,985%
EDP	Portugal	IRS+CDS	2,233%	IRS+CDS	1,523%	IRS+CDS	1,012%	IRS+CDS	1,105%	IRS+CDS	3,490%	IRS+CDS	4,364%
REN	Portugal	Media TIR emisiones	1,768%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Media TIR emisiones	0,505%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
National Grid	Reino Unido	IRS+CDS	1,855%	IRS+CDS	1,142%	IRS+CDS	0,534%	IRS+CDS	0,736%	IRS+CDS	3,024%	IRS+CDS	4,120%
SSE	Reino Unido	IRS+CDS	1,873%	IRS+CDS	1,290%	IRS+CDS	0,805%	IRS+CDS	0,948%	IRS+CDS	3,169%	IRS+CDS	4,037%

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2018 - 2023
PROMEDIO EUROPEO COSTE DEUDA	1,88%	1,23%	0,66%	0,75%	3,39%	4,17%	2,01%
PROMEDIO EMPRESAS ESPAÑOLAS COSTE DEUDA	1,79%	1,15%	0,57%	0,80%	3,15%	4,06%	1,92%
PROMEDIO COTIZACIONES DIARIAS BONO DEL ESTADO 10 AÑOS	1,43%	0,66%	0,39%	0,36%	2,23%	3,48%	1,42%
DIFERENCIAL ANUAL COSTE DEUDA EUROPEA – BONO ESTADO (pb)	45,33	56,73	27,25	39,87	115,95	68,65	58,96
DIFERENCIAL ANUAL COSTE DEUDA ESPAÑOLA – BONO ESTADO (pb)	36,16	48,96	18,15	44,68	92,05	58,13	49,69

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Datos extraídos de Bloomberg en febrero de 2025.

De los resultados obtenidos en el cuadro anterior, se observa lo siguiente:

- Para el promedio de las empresas, el coste de la deuda ha sido bajo en 2019 (1,23%), y muy bajo en 2020 (0,66%) y 2021 (0,75%). El promedio ha aumentado drásticamente en 2022 (3,39%) y 2023 (4,17%).
- En general, las empresas españolas se han financiado más barato que el agregado de empresas. En promedio, se han financiado 9 p.b. más barato.
- El Bono del Estado se ha situado en valores próximos al 0% en 2019, 2020 y 2021, y ha aumentado en 2023 al 3,48%. Se ha situado por debajo del coste de la deuda de las empresas (europeas y españolas). En promedio, el diferencial entre la cotización del Bono del Estado a 10 años y la deuda de plazo equivalente de las empresas (europeas y españolas) es positivo en 2018-2023. No se han producido situaciones como las de los años 2012, 2013 y 2014 de diferenciales negativos.

I.ii) Coste de la deuda futuro anual, para los años 2024 a 2028.

Según la metodología enunciada en el apartado 9.4.5 de esta memoria, el coste de la deuda se ha estimado, para cada año del periodo 2024-2028, considerando como tipo de interés de referencia los futuros a 30 de junio de cada año de IRS a 10 años, obtenidos de Bloomberg con fecha 31 de diciembre de 2023 (ver Cuadro 35).

Cuadro 35. Futuros del IRS a 10 años

30/06/2024	2,84%
30/06/2025	2,43%
30/06/2026	2,51%
30/06/2027	2,57%
30/06/2028	2,62%

Nota: el futuro a 30/06/2024 se sustituye por el valor spot obtenido a fecha 30/06/2024 por disponer de él.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg (función FWCV).

En cuanto al diferencial, este se ha calculado como la media del diferencial promedio de cada año calculado a partir de las cotizaciones diarias de los CDS o del Spread a 10 años de los comparadores, obtenidas de Bloomberg, entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año del periodo 2018-2023. Los datos de cotización de CDS se han descargado en todos los casos utilizando la herramienta “*Spreadsheet Builder*” del *add-in* de Bloomberg para Microsoft Excel. El Spread se ha calculado como la diferencia entre la TIR de la emisión (*Yield at issue*) y el valor del IRS en el día de la emisión.

Como se ha comentado anteriormente, las empresas GELSENWASSER, LECHWERKE, MAINOVA, EVN, VERBUND, FLUXYS BELGIUM, ENDESA, ELECTRICITÉ DE STRASBOURG, PUBLIC POWER CORPORATION SA, HOLDING CO ADMIE, ACINQUE, ASCOPIAVE, GAS PLUS, no disponen en ninguno de los años del periodo 2018-2023 de CDS cotizados ni de emisiones que cumplan con las características anteriores, por lo que no se han podido considerar en el cálculo del diferencial promedio.

Los valores empleados para el cálculo del diferencial se muestran en el Cuadro 36.

Cuadro 36. Cálculo del diferencial promedio

Nombre	País	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
		Método de cálculo	Valor	Método de cálculo	Valor	Método de cálculo	Valor	Método de cálculo	Valor	Método de cálculo	Valor	Método de cálculo	Valor
E.ON	Alemania	CDS	0,865%	CDS	0,740%	CDS	0,726%	CDS	0,691%	CDS	1,251%	CDS	1,007%
EnBW	Alemania	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,564%	Mid Swap Spread	0,572%	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	1,255%
Gelsenwasser	Alemania	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Lechwerke	Alemania	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Mainova	Alemania	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
EVN	Austria	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Verbund	Austria	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Elia Group	Bélgica	Mid Swap Spread	0,669%	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	1,175%	Mid Swap Spread	0,667%	Mid Swap Spread	0,772%	Mid Swap Spread	1,058%
Fluxys Belgium	Bélgica	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Enagas	España	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,684%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Endesa	España	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Iberdrola	España	CDS	1,004%	CDS	0,831%	CDS	0,752%	CDS	0,766%	CDS	1,036%	CDS	0,942%
Naturgy Energy Group	España	CDS	1,124%	CDS	0,953%	CDS	0,894%	CDS	0,911%	CDS	1,406%	CDS	1,088%
Redeia Corporación	España	Mid Swap Spread	0,256%	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,465%	Mid Swap Spread	0,471%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
EDF	Francia	CDS	1,097%	CDS	1,043%	CDS	0,942%	CDS	0,890%	CDS	1,707%	CDS	1,618%
Electricité de Strasbourg	Francia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Engie	Francia	CDS	0,845%	CDS	0,673%	CDS	0,629%	CDS	0,649%	CDS	1,074%	CDS	0,869%
Public Power Corporation SA	Grecia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Holding CO ADMIE	Grecia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-

A2A	Italia	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,963%	Mid Swap Spread	0,950%	Mid Swap Spread	0,769%	Mid Swap Spread	1,973%	Mid Swap Spread	1,753%
Acea	Italia	Mid Swap Spread	0,602%	Mid Swap Spread	1,503%	Mid Swap Spread	0,584%	Mid Swap Spread	0,636%	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	1,039%
Acinque	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Ascopiave	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Enel	Italia	CDS	1,420%	CDS	1,363%	CDS	1,208%	CDS	1,037%	CDS	1,707%	CDS	1,529%
Gas Plus	Italia	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-	Sin datos	-
Hera	Italia	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,973%	Mid Swap Spread	0,588%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	1,221%
Iren	Italia	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,986%	Mid Swap Spread	1,209%	Mid Swap Spread	0,621%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Italgas	Italia	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,949%	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,604%	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	1,277%
SNAM	Italia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,586%	Mid Swap Spread	0,658%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
Terna	Italia	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,819%	Mid Swap Spread	0,290%	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,940%
EDP	Portugal	CDS	1,270%	CDS	1,263%	CDS	1,154%	CDS	1,053%	CDS	1,564%	CDS	1,317%
REN	Portugal	Mid Swap Spread	0,804%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-	Mid Swap Spread	0,423%	Sin emisiones válidas	-	Sin emisiones válidas	-
National Grid	Reino Unido	CDS	0,892%	CDS	0,882%	CDS	0,677%	CDS	0,684%	CDS	1,098%	CDS	1,073%
SSE	Reino Unido	CDS	0,910%	CDS	1,031%	CDS	0,947%	CDS	0,895%	CDS	1,242%	CDS	0,990%

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2018 - 2023
PROMEDIO DEL DIFERENCIAL	0,90%	1,01%	0,82%	0,70%	1,35%	1,19%	0,99%

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Extraído de Bloomberg en febrero de 2025.

Adicionalmente, tal y como se explica en el apartado 9.4.5, tras el análisis de las alegaciones recibidas durante el trámite de audiencia, se ha considerado apropiado sumar a los futuros del IRS a 10 años utilizados en el cálculo del coste de la deuda unas primas de incertidumbre, con el fin de tener en cuenta el riesgo de que dichos futuros puedan infraestimar el nivel real que alcancen los valores spot del IRS a 10 años, lo que llevaría a estimar un coste de la deuda inferior al que finalmente se observe.

Para ello, como se detalla en dicho apartado, se calcula en primer lugar el promedio de los errores absolutos por horizonte temporal, obteniéndose los siguientes valores: 45 puntos básicos en las estimaciones a 0,5 años, 95 puntos básicos en las estimaciones a 1,5 años, 142 puntos básicos en las estimaciones a 2,5 años, 167 puntos básicos en las estimaciones a 3,5 años, 182 puntos básicos en las estimaciones a 4,5 años y 202 puntos básicos en las estimaciones a 5,5 años.

A continuación, a partir de observaciones históricas desde el año 2002, inicio del periodo monetario común con la puesta en circulación del euro, se calcula la probabilidad de que la senda futura de tipos de interés sea creciente, o lo que es lo mismo, la probabilidad de que los futuros empleados en el cálculo del coste de la deuda pudiesen infraestimar los valores spot del IRS a 10 años durante el periodo regulatorio. A este respecto, se observa del análisis de los datos medios anuales históricos que en 11 de 24 años los valores spot del IRS a 10 años han sido significativamente más altos que el valor promedio del futuro del IRS a 10 años considerado en el cálculo del coste de la deuda⁵¹, por consiguiente se considera adecuado asignar una probabilidad del 46%.

Multiplicando dicha probabilidad por los valores promedio de los errores absolutos obtenidos por horizonte temporal, se obtienen las siguientes primas de incertidumbre a sumar a los futuros del IRS a 10 años utilizados en la metodología de cálculo de coste de la deuda: 43 puntos básicos en las estimaciones a 1,5 años, 65 puntos básicos en las estimaciones a 2,5 años, 76 puntos básicos en las estimaciones a 3,5 años, 84 puntos básicos en las estimaciones a 4,5 años y 93 puntos básicos en las estimaciones a 5,5 años.

En base a todo lo anterior, el coste de la deuda anual para los años 2024 a 2028 es el indicado en el Cuadro 37.

⁵¹ El futuro del IRS a 10 años considerado en el cálculo del coste de la deuda se sitúa en media en el 2,55% (2,43% en 2025, 2,51% en 2026, 2,57% en 2027, 2,62% en 2028 y 2,64% en 2029).

Cuadro 37. Coste de la deuda futuro para los años 2024-2028

	Futuros IRS (incluyendo prima de incertidumbre)	Diferencial promedio	Coste de la deuda
2024	2,84%	0,99%	3,83%
2025	2,87%	0,99%	3,86%
2026	3,16%	0,99%	4,15%
2027	3,33%	0,99%	4,33%
2028	3,45%	0,99%	4,45%

Nota: el futuro correspondiente a 2024 se sustituye por el valor spot obtenido a fecha 30/06/2024 por disponer de él, no sumándose por tanto en dicho año ninguna prima de incertidumbre.

Fuente: Elaboración propia.

I.iii) Cálculo del coste de la deuda “*Business as usual*” para el periodo regulatorio 2026-2031.

Una vez calculado el coste anual de la deuda de los años 2018 a 2023 con valores históricos y de 2024 a 2028 con valores futuros, se realiza un promedio ponderado, considerando el coeficiente de disminución del inmovilizado d (que es igual a 0 en el caso de las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica), para obtener el coste de la deuda “*Business as usual*” para el periodo regulatorio, según se muestra en el Cuadro 38.

Cuadro 38. Coste de la deuda promedio del periodo 2026-2031 “*Business as usual*”

		Datos históricos						Datos futuros					Promedio anual	Ponderación
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
Coste de la deuda	2026	1,88%	1,23%	0,66%	0,75%	3,39%	4,17%						2,01%	1
	2027		1,23%	0,66%	0,75%	3,39%	4,17%	3,83%					2,34%	1
	2028			0,66%	0,75%	3,39%	4,17%	3,83%	3,86%				2,78%	1
	2029				0,75%	3,39%	4,17%	3,83%	3,86%	4,15%			3,36%	1
	2030					3,39%	4,17%	3,83%	3,86%	4,15%	4,33%		3,95%	1
	2031						4,17%	3,83%	3,86%	4,15%	4,33%	4,45%	4,13%	1
	Promedio para el periodo 2026-2031													3,10%

Fuente: Elaboración propia.

II) Cálculo del coste de la deuda de “*Inversiones incrementales*” para el periodo regulatorio 2026-2031:

Se calcula el coste futuro de la deuda para los años 2024 a 2029 a partir de los valores del IRS del euro a 10 años futuros obtenidos a fecha 31/12/2023 para el día 30 de junio de cada uno de los años considerados (Cuadro 39) más el diferencial promedio calculado en el Cuadro 36.

Cuadro 39. Futuros del IRS del euro a 10 años

30/06/2024	2,84%
------------	-------

30/06/2025	2,43%
30/06/2026	2,51%
30/06/2027	2,57%
30/06/2028	2,62%
30/06/2029	2,64%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Bloomberg (función FWCV).

A los valores futuros del IRS a 10 años se les suman las primas de incertidumbre correspondientes según el horizonte temporal de estimación, calculadas en el apartado I.ii). Después, se realiza un promedio de los 6 años para obtener el coste de la deuda de “Inversiones incrementales”, como se indica en el Cuadro 40.

Cuadro 40. Coste de la deuda C_{Dii} de “Inversiones incrementales”

	Futuros IRS (incluyendo prima de incertidumbre)	Diferencial promedio	Coste de la deuda
2024	2,84%	0,99%	3,83%
2025	2,87%	0,99%	3,86%
2026	3,16%	0,99%	4,15%
2027	3,33%	0,99%	4,33%
2028	3,45%	0,99%	4,45%
2029	3,57%	0,99%	4,56%
Promedio			4,20%

Nota: el futuro correspondiente a 2024 se sustituye por el valor spot obtenido a fecha 30/06/2024 por disponer de él, no sumándose por tanto en dicho año ninguna prima de incertidumbre.

Fuente: Elaboración propia.

III) Cálculo del coste de la deuda ponderando el coste de la deuda “*Business as usual*” e “Inversiones incrementales” para el periodo regulatorio 2026-2031:

El coeficiente de representatividad de las inversiones incrementales C_{ii} asciende a 0,17, obtenido a partir del valor de las inversiones incrementales de 16.424 M€⁵² que se esperan durante 2024-2029, y del Valor neto estimado de la base

⁵² Las inversiones previstas para 2024-2025 se han obtenido a partir de las inversiones ejecutadas y planes de inversión declarados a la CNMC, y las inversiones previstas para 2026-2029 se han calculado con las previsiones del proyecto del Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica o norma equivalente que lo sustituya. Las inversiones incrementales anuales previstas se calculan como la diferencia entre las inversiones en redes previstas menos las inversiones promedio anuales realizadas en el período 2018-2023 por REE y las 6 principales empresas distribuidoras eléctricas (2.149 M€).

de activos regulados a 31/12/2023, que asciende a 33.753 M€⁵³, tal y como se explica en el apartado 9.4.5 y se observa en el siguiente cuadro.

Cuadro 41. Cálculo numérico del coeficiente de representatividad de las inversiones incrementales (C_{ii})

	Inversión prevista distribución	Inversión prevista transporte	Total inversión prevista	Inversión incremental anual	Inversión incremental anual acumulada	RAB estimado transporte y distribución	Coeficiente de representatividad de las inversiones incrementales C_{lik}
	Millones €	Millones €	Millones €	Millones €	Millones €	Millones €	Tanto por 1
2024	2.078	713	2.791	642	642	34.395	0,019
2025	1.917	1.112 ⁵⁴	3.029	880	1.522	35.274	0,043
2026	3.821	1.860	5.681	3.532	5.054	38.806	0,130
2027	3.907	1.904	5.811	3.662	8.716	42.468	0,205
2028	3.993	1.946	5.939	3.790	12.506	46.258	0,270
2029	4.078	1.989	6.068	3.919	16.424	50.177	0,327
							C_{ii}

Nota: Las inversiones indicadas en 2024 y 2025 son las inversiones declaradas de las empresas distribuidoras y las inversiones de la planificación de REE. Las inversiones de 2026 a 2029 se obtienen del proyecto del Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica⁵⁵.

La inversión incremental anual se obtiene restando el total de las inversiones previstas en transporte y distribución de las inversiones históricas consideradas (2.149 M€).

El RAB se calcula sumando la inversión incremental anual al RAB del año anterior. El valor del RAB a 31/12/2023 es de 33.753 M€.

Fuente: Elaboración propia.

Para obtener un coste de la deuda ponderado único, el coste de la deuda “*Business as usual*” (3,10%) se pondera por 0,83 ($1 - C_{ii}$). Mientras que el coste de la deuda de las “*Inversiones incrementales*” (4,20%) se pondera por 0,17 (C_{ii}). Sumando ambos términos se obtiene un coste de la deuda ponderado de 3,28%. Se muestra en el Cuadro 42.

Cuadro 42. Coste de la deuda ponderado para el sector eléctrico

Coste deuda (%)	Coeficiente de ponderación C_{ii}
-----------------	-------------------------------------

⁵³ Esta estimación se utiliza a los solos efectos del cálculo de este coeficiente, sin perjuicio de que las Resoluciones de retribución del transporte y distribución de energía eléctrica puedan fijar el valor más preciso que corresponda, no vinculando esta estimación a ningún efecto.

⁵⁴ Se han restado 510 M€ de fondos PRTR.

⁵⁵ <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2025/detalle-participacion-publica-k-778.html>

Coste de la deuda "business as usual"	3,10%	0,83
Coste de la deuda "inversiones incrementales"	4,20%	0,17
Coste de la deuda ponderado (antes de costes adicionales)	3,28%	

Fuente: Elaboración propia.

IV) Se añaden los costes adicionales de la deuda C_A y se obtiene el coste de la deuda R_D

Al coste de la deuda ponderado se añaden los costes adicionales de la deuda C_A , que se calculan en el siguiente apartado 9.5.5.1. y que ascienden al 0,07%. Resulta un **coste de la deuda R_D del 3,35%**, que es el valor que se incorpora a la fórmula del WACC.

En comparación con el coste de la deuda empleado por los distintos reguladores europeos en su metodología de cálculo del WACC de las actividades reguladas del sector energético, que se calculen en términos nominales y antes de impuestos (*pre-tax*) como en el caso de España, se observan valores superiores en países como Grecia, y Noruega, y valores muy similares en Portugal, como se observa en el Cuadro 43. Los valores son *pre-tax* y en términos nominales salvo que se indique lo contrario en el cuadro.

En todo caso, es necesario tener en consideración que los valores del coste de la deuda incluidos en el informe "*CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023*" están calculados en momentos temporales diferentes, y aplican a periodos regulatorios con distinta fecha de inicio y fin, así como de distinta duración al del caso español, lo cual, a diferencia de otros parámetros, afecta significativamente a su valor. Además, varios reguladores europeos aplican mecanismos de revisión intraperiodo, o actualizan anualmente el cálculo del coste de la deuda, a diferencia de España en que el valor se mantiene fijo durante un periodo de 6 años. Por este motivo, los valores obtenidos no son totalmente comparables al valor obtenido para España, a diferencia de lo que sucede con otros parámetros más estructurales.

Cuadro 43. Coste de la deuda empleado por reguladores energéticos europeos

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica	Transporte de gas	Distribución de gas
Alemania ^{nota}	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Austria	Inversiones existentes: 1,84% Nuevas inversiones: 2,91% (incluyen costes de emisión: 0,20%)	2,70%	1,61% (incluye costes de emisión: 0,20%)	Inversiones existentes: 1,84% Nuevas inversiones: 2,91% (incluyen costes de emisión: 0,20%)
Bélgica ^{nota}	n.d.	Región Flamenca: 2,14% Región Valona: 2,74% (post-tax) Región Bruselas: n.d. (incluyen costes de emisión: 0,15%)	n.d.	Región Flamenca: 2,14% Región Valona: 2,74% (post-tax) Región Bruselas: n.d. (incluyen costes de emisión: 0,15%)
Dinamarca ^{nota}	n.d.	3,88% (incluye prima por gastos generales: 0,08%)	n.d.	3,43% (incluye prima por gastos generales: 0,08%)
Finlandia	3,02%	3,02%	3,02%	3,02%
Francia	2,40%	n.d.	(abril 2023 – marzo 2024) 2,60%	(abril 2023 – marzo 2024) 2,60%
Gran Bretaña	(abril 2023 – marzo 2024) 1,80% (real) (Incluyen costes adicionales de la deuda: 0,25%)	(abril 2023 – marzo 2024) 3,04% (real) (Incluyen costes adicionales de la deuda: 0,25% y 0,55% de ajuste de calibración) Si es un emisor de deuda no frecuente se añade un 0,06% adicional.	(abril 2023 – marzo 2024) 1,80% (real) (Incluyen costes adicionales de la deuda: 0,25%)	(abril 2023 – marzo 2024) 1,80% (Cadent, SGN South) y 1,86% (SGN Scot, NGN, WWU, se añade 0,06% por emisores de deuda no frecuentes) (real) (Incluyen costes adicionales de la deuda: 0,25%)
Grecia	4,20%	4,11%	3,91%	4,80%
Irlanda	Rango (1,0% - 1,7%) (real) (incluyen costes de emisión: rango 0,1%-0,2%)	Rango (1,0% - 1,7%) (real) (incluyen costes de emisión: rango 0,1%-0,2%)	(oct. 2023 – sept. 2024) Rango (1,1%-1,2%) (real) (incluyen costes de emisión: rango 0,1%-0,2%)	(oct. 2023 – sept. 2024) Rango (1,1%-1,2%) (real) (incluyen costes de emisión: rango 0,1%-0,2%)
Italia	1,86% (real, post-tax) (Incluye costes de emisión: 0,25%)	1,86% (real, post-tax) (Incluye costes de emisión: 0,25%)	1,86% (real, post-tax) (Incluye costes de emisión: 0,25%)	1,86% (real, post-tax) (Incluye costes de emisión: 0,25%)
Noruega	5,01%	5,01%	n.d.	n.d.
Países Bajos	Inversiones existentes: 1,22% (valor inicial), 1,61% (recalculado expost) Nuevas inversiones: 1,00% (valor inicial), 3,70% (recalculado expost) (incluyen costes de emisión: 0,15%)	Inversiones existentes: 1,22% (valor inicial), 1,61% (recalculado expost) Nuevas inversiones: 1,00% (valor inicial), 3,70% (recalculado expost) (incluye costes de emisión: 0,15%)	Inversiones existentes: 1,32% (valor inicial), se recalcula expost Nuevas inversiones: 1,16% (valor inicial), se recalcula expost (incluyen costes de emisión: 0,15%)	Inversiones existentes: 1,22% (valor inicial), 1,61% (recalculado expost) Nuevas inversiones: 1,00% (valor inicial), 3,70% (recalculado expost) (incluye costes de emisión: 0,15%)
Portugal	3,31%	3,31%	3,32%	3,32%
Suecia	2,34%	2,34%	3,26%	3,26%

Nota: Alemania, Bélgica (en transporte eléctrico y de gas, así como en distribución eléctrica y de gas en la región de Bruselas) y Dinamarca (en transporte eléctrico y de gas) no utilizan la fórmula del WACC, solo calculan el coste de los fondos propios y establecen un límite a la estructura financiera.

n.d.: información no disponible.

Nota metodológica: estos datos se corresponden a los reportados por reguladores europeos en el *CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks* del año 2023 y en normativa nacional. No obstante, es necesario interpretarlos con cautela ya que sus periodos regulatorios pueden no corresponderse con un periodo de 6 años como en el caso español y, en algunos casos existen mecanismos de revisión intraperíodo.

Fuente: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023 y normativa nacional.

9.5.5.1. Costes adicionales de la deuda

Mediante esta Circular, se modifica el artículo 10 de la Circular 2/2019 para incluir costes adicionales de la deuda C_A .

Como costes adicionales de la deuda se consideran los costes de transacción y el *cost of carry*. A continuación, se estima su coste.

Costes de transacción

El cálculo de los costes de transacción asociados a la emisión de deuda sigue la metodología enunciada en el apartado 9.4.5.1 de esta memoria. Como se ha indicado, se calcula sobre la base de la información que envían empresas españolas bajo la jurisdicción de la CNMC con emisiones de deuda que cumplan las características indicadas en la Circular. En el Cuadro 44 se muestra cuáles son estas emisiones de deuda.

Cuadro 44. Información sobre emisiones de deuda

Emisor	Empresa matriz	ISIN	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Importe (M€)
Enagás Financiaciones, S.A.	Enagás, S.A.	XS2251626896	05/11/2020	05/11/2032	500
Red Eléctrica Financiaciones, S.A.U.	Redeia Corp., S.A.	XS1788586375	13/03/2018	13/03/2027	600
Red Eléctrica Financiaciones, S.A.U.	Redeia Corp., S.A.	XS2103013210	24/01/2020	24/07/2028	700
Red Eléctrica Financiaciones, S.A.U.	Redeia Corp., S.A.	XS2343540519	24/05/2021	24/05/2033	600
Iberdrola Finanzas, S.A.	Iberdrola, S.A.	XS1847692636	28/06/2018	28/10/2026	750
Iberdrola Finanzas, S.A.	Iberdrola, S.A.	XS2455983861	11/03/2022	11/03/2032	1.000
Iberdrola Finanzas, S.A.	Iberdrola, S.A.	XS2558966953	22/11/2022	22/11/2032	750
Iberdrola Finanzas, S.A.	Iberdrola, S.A.	XS2648498371	13/07/2023	13/07/2033	850
Naturgy Finance Iberia, S.A.	Naturgy Energy Group, S.A.	XS2083976139	28/11/2019	28/11/2029	750
Naturgy Finance Iberia, S.A.	Naturgy Energy Group, S.A.	XS1755428502	29/01/2018	29/01/2028	850
EDP Servicios Financieros España, S.A.	EDP Energías de Portugal, S.A.	XS2699159351	04/10/2023	04/04/2032	750

Fuente: Elaboración propia a partir de información de Bloomberg.

En el oficio se definieron los costes de transacción de acuerdo con el Plan General Contable y las NIIF, según lo indicado en el apartado 9.4.5.1. Sobre la base de estas indicaciones, las empresas reportaron información sobre los costes de transacción de las emisiones de deuda anteriores. En el Cuadro 45 se muestran los porcentajes de los costes de transacción sobre el importe de la emisión, para cada una de las emisiones, así como el porcentaje promedio resultante.

Cuadro 45. Porcentaje de los costes de transacción sobre el importe de la emisión

Emisión	Porcentaje de los costes de transacción sobre el importe de la emisión
Emisión A	0,35%
Emisión B	0,32%
Emisión C	0,30%
Emisión D	0,32%
Emisión E	0,42%
Emisión F	0,48%
Emisión G	0,37%
Emisión H	0,45%
Emisión I	0,33%
Emisión J	0,63%
Emisión K	0,45%
Promedio	0,40%

Nota: al tratarse de información confidencial, el orden en el que aparecen las emisiones no es el mismo que el indicado en el Cuadro 44.

Fuente: Elaboración propia a partir de información de Bloomberg.

Para estimar cuánto se incrementa el coste de la deuda al considerar los costes de transacción, se calcula la diferencia entre las Tasas Internas de Retorno (TIR) de dos flujos de caja correspondientes a un bono tipo *bullet*, como se indica en el apartado 9.4.5.1.

En primer lugar, se modeliza un flujo de caja de una emisión de deuda a 10 años, suponiendo un principal de 1.000 € (es decir, sin incluir los costes de transacción) y un rendimiento de la emisión y un cupón igual al coste de la deuda (3,28%). En el Cuadro 46 se muestra la TIR resultante.

Cuadro 46. Flujos de caja (€) y TIR (%) de la emisión de deuda sin incluir los costes de transacción

Flujos de caja anuales (€)											TIR (%)
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1.000	-32,8	-32,8	-30,1	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-1.032,8	3,28%

Fuente: Elaboración propia.

En segundo lugar, se modeliza un flujo de caja de una emisión de deuda a 10 años, suponiendo un principal de 1.000 € minorado por el porcentaje promedio que suponen los costes de transacción (0,40%) y considerando el mismo cupón (3,28%). En el Cuadro 47 se muestra la TIR resultante.

Cuadro 47. Flujos de caja (€) y TIR (%) de la emisión de deuda incluyendo los costes de transacción

Flujos de caja anuales (€)											TIR (%)
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
996,0	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-1.032,8	3,33%

Fuente: Elaboración propia.

La diferencia entre ambas TIR corresponde al aumento del coste de la deuda debido a los **costes de transacción**. Según los resultados obtenidos, para el periodo 2026 a 2031 se considera de un **0,05%**.

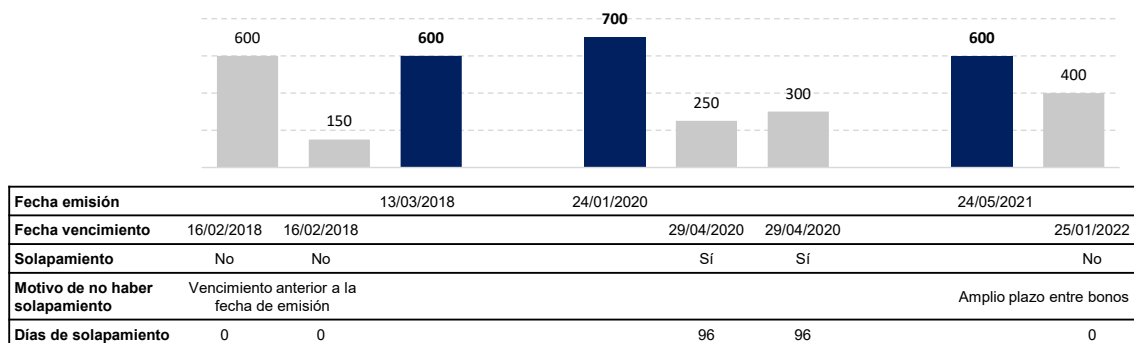
Cost-of-carry

El cálculo del *cost-of-carry* asociado a la refinanciación de bonos sigue la metodología enunciada en el apartado 9.4.5.1 de este informe. Como se indica, en primer lugar, se estiman los días de solapamiento entre los bonos y sus refinanciaciones a partir de información obtenida de Bloomberg.

Para ello, se parte de los bonos que se muestran en el Cuadro 44, emitidos entre 2018 y 2023 y que cumplen las características indicadas en la Circular. Para analizar si estos bonos refinancian otros emitidos con anterioridad, en Bloomberg se busca si existen bonos con fecha de vencimiento próxima a la fecha de emisión de los bonos del Cuadro 44. Una vez identificadas las posibles refinanciaciones entre bonos, se calculan los días de solapamiento que existen entre ambos. El plazo de solapamiento se considera de 0 días en los bonos que no cumplen las siguientes características: ser de un importe parecido, tener una fecha de vencimiento anterior a la fecha de emisión del bono que lo refinancia o existir un plazo demasiado amplio entre bonos.

- En el caso de **Enagás Financiaciones, S.A.**, existe un bono de 10 millones € con vencimiento en fecha 15 de enero de 2021. Sin embargo, su importe es muy distinto al del bono emitido con fecha 5 de noviembre de 2020, de 500 millones € (Cuadro 44), por tanto, no puede entenderse que éste último corresponda a una refinanciación del primero ni, en consecuencia, considerar los días entre ambos como días de solapamiento. Por tanto, los días de solapamiento son 0.
- Sobre **Red Eléctrica Financiaciones, S.A.U.**, existen varios bonos con vencimiento en fechas próximas a los bonos emitidos indicados en el Cuadro 44. En el Gráfico 10 se muestran las emisiones realizadas, las señaladas en azul oscuro corresponden a las del Cuadro 44.

Gráfico 10. Bonos emitidos por Red Eléctrica Financiaciones, S.A.U. (millones €)



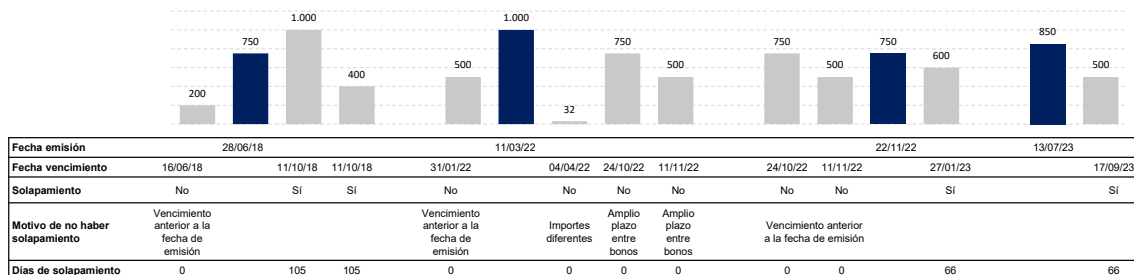
Fuente: Elaboración propia.

El solapamiento para el bono de 700 millones € se calcula ponderando los días de solapamiento de cada uno de los vencimientos frente al importe del bono que los refinancia.

$$96 \cdot \frac{250}{700} + 96 \cdot \frac{300}{700} = 75,43 \text{ días}$$

- En cuanto a **Iberdrola Finanzas, S.A.**, también existen varios bonos con vencimiento en fechas próximas a los bonos emitidos indicados en el Cuadro 44. En el Gráfico 11 se muestran las emisiones realizadas, las señaladas en azul oscuro corresponden a las del Cuadro 44.

Gráfico 11. Bonos emitidos por Iberdrola Finanzas, S.A. (millones €)



Fuente: Elaboración propia.

El bono de 750 millones € emitido con fecha 28/06/2018 refinancia una parte de los 1.400 millones € que vencen el 11/10/2018 con un solapamiento de 105 días.

El bono de 750 millones € emitido con fecha 22/11/2022 refinancia el vencimiento de un bono de 600 millones €, por tanto, para una parte del importe habría un solapamiento de 66 días. Para calcular el solapamiento se ponderan los días de solapamiento por los importes.

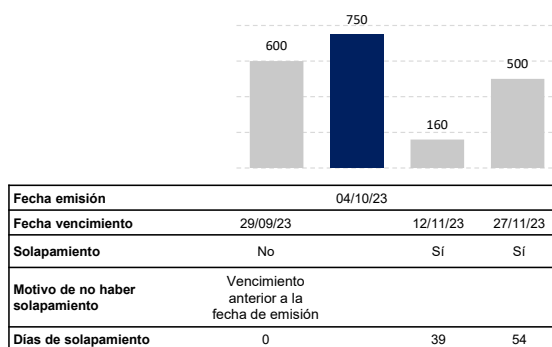
$$66 \cdot \frac{600}{750} = 52,80 \text{ días}$$

El bono de 850 millones € emitido con fecha 13/07/2023 refinancia el vencimiento de un bono de 500 millones €, por tanto, para una parte del importe habría un solapamiento de 66 días. Para calcular el solapamiento se ponderan los días de solapamiento por los importes.

$$66 \cdot \frac{500}{850} = 38,82 \text{ días}$$

- En el caso de **Naturgy Finance Iberia, S.A.**, no se han encontrado bonos con vencimientos próximos a la fecha de emisión de los dos bonos emitidos indicados en el Cuadro 44, por tanto, los días de solapamiento son 0.
- Sobre **EDP Servicios Financieros España, S.A.**, existen varios bonos con vencimiento en fechas próximas al bono emitido indicado en el Cuadro 44. En el Gráfico 12 se muestran las emisiones realizadas, la señalada en azul oscuro corresponde a la del Cuadro 44.

Gráfico 12. Bonos emitidos por EDP Servicios Financieros España, S.A. (millones €)



Fuente: Elaboración propia.

El solapamiento para el bono de EDP Servicios Financieros España, S.A. se calcula ponderando los días de solapamiento de cada uno de los vencimientos frente al importe del bono que los refinancia.

$$39 \cdot \frac{160}{750} + 54 \cdot \frac{500}{750} = 44,32 \text{ días}$$

Una vez identificadas las refinanciaciones de bonos, se calculan los días de solapamiento promedio. Para ello, se ponderan los días de solapamiento de cada bono por el importe del bono, lo que resulta en 29,31 días.

$$\frac{0 \cdot 500 + 0 \cdot 600 + 75,43 \cdot 700 + 0 \cdot 600 + 105 \cdot 750 + 0 \cdot 1000 + 52,80 \cdot 750 + 38,82 \cdot 850 + 0 \cdot 750 + 0 \cdot 850 + 44,32 \cdot 750}{500 + 600 + 700 + 600 + 750 + 1000 + 750 + 850 + 750 + 850 + 750} = 29,31 \text{ días}$$

Por consiguiente, el resultado es un solapamiento promedio de un mes. Este valor se utiliza para calcular el tipo de interés del *cost-of-carry* que, en este caso, será el correspondiente a, aproximadamente, un mes.

Para calcular el tipo de interés del *cost-of-carry*, se calcula para el periodo 2018-2023 la diferencia entre el coste de la deuda de cada año y el tipo de interés de los depósitos a la vista de sociedades no financieras que publica el Banco de España. Los datos se muestran en el Cuadro 48, obteniéndose un promedio del 1,90% anual, que corresponde a un **0,16% mensual**.

Cuadro 48. Tipo de interés del *cost-of-carry*

Año	Coste de la deuda	Tipo de interés de los depósitos a la vista	Diferencia
2018	1,88%	0,088%	1,79%
2019	1,23%	0,077%	1,15%
2020	0,66%	0,011%	0,65%
2021	0,75%	0,025%	0,73%
2022	3,39%	0,044%	3,34%
2023	4,17%	0,412%	3,76%
Promedio anual			1,90%
Promedio mensual			0,16%

Fuente: Elaboración propia.

Una vez estimado el tipo de interés mensual del *cost-of-carry*, se calcula la diferencia entre las Tasas Internas de Retorno (TIR) de dos flujos de caja correspondientes a un bono tipo *bullet*, como se indica en el apartado 9.4.5.1.

En primer lugar, se modeliza un flujo de caja de una emisión de deuda a 10 años, suponiendo un principal de 1.000 € (es decir, sin incluir el *cost-of-carry*) y un rendimiento de la emisión y un cupón igual al coste de la deuda (3,28%). En el Cuadro 49 se muestra la TIR resultante.

Cuadro 49. Flujos de caja (€) y TIR (%) de la emisión de deuda sin incluir el *cost-of-carry*

Flujos de caja anuales (€)											TIR (%)
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1.000	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-1.032,8	3,28%

Fuente: Elaboración propia.

En segundo lugar, se modeliza un flujo de caja de una emisión de deuda a 10 años, suponiendo un principal de 1.000 € minorado por el *cost-of-carry* mensual (0,16%) y considerando el mismo cupón (3,28%). En el Cuadro 50 se muestra la TIR resultante.

Cuadro 50. Flujos de caja (€) y TIR (%) de la emisión de deuda incluyendo el *cost-of-carry*

Flujos de caja anuales (€)											TIR (%)
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
998,4	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-32,8	-1.032,8	3,30%

Fuente: Elaboración propia.

La diferencia entre ambas TIR corresponde al aumento del coste de la deuda debido al ***cost-of-carry***. Según los resultados obtenidos, para el periodo 2026 a 2031 se considera de un **0,02%**.

En consecuencia, sumando los costes de transacción (0,05%) y el *cost-of-carry* (0,02%) se obtienen unos **costes adicionales de la deuda** C_A del **0,07%** o 7 puntos básicos.

9.5.6. Tasa de retribución financiera resultante

A partir de los resultados numéricos obtenidos en este apartado para los distintos parámetros, el WACC nominal después de impuestos y, posteriormente, la tasa de retribución financiera, se calculan aplicando las fórmulas incluidas en el artículo 2 de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre.

Como se muestra en el Cuadro 51, se obtiene una tasa de retribución financiera del **6,58%** para las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica, para 2026-2031.

Cuadro 51. Cálculo de la tasa de retribución financiera

Fecha de cierre de datos: 31/12/2023		
[1] Tasa libre de riesgo (R_{LR})	3,25%	Bono español a 10 años (media últimos 6 años) + Ajuste QE (elasticidad elevada)
[2] Coeficiente beta (β)	0,75	Beta
[3] Prima de riesgo de mercado (PRM)	4,98%	DMS – Promedio ponderado Europa (media aritmética y geométrica)
[4] Rentabilidad de los fondos propios después de impuestos (R_{FP})	7,00%	[1] + ([2] x [3])
[5] Coste de la deuda antes de impuestos (R_D)	3,35%	IRS + CDS ó Spread + Costes adicionales
[6] Tasa impositiva (T)	25%	Tasa estatutaria España 2023
[7] Ratio de apalancamiento (RA)	46%	$D / (D + FP)$
[8] WACC nominal después de impuestos	4,94%	$[4] \times (1 - [7]) + ([5] \times (1 - [6])) \times [7]$
[9] Tasa de retribución financiera antes de impuestos	6,58%	$[8] / (1 - [6])$

Fuente: Elaboración propia.

10. NECESIDAD DE SUPERAR EL LÍMITE MÁXIMO DE LA TASA DE RETRIBUCIÓN FINANCIERA

Según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo al sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y demás normativa de aplicación.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior. Si este último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

De conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el límite máximo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2026-2031 es el valor de la tasa de retribución financiera del periodo regulatorio anterior, que asciende al 5,58%, dado que no ha sido establecido, hasta el momento, un límite máximo para dicho periodo regulatorio.

Excepcionalmente, según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, los referidos valores podrán superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en casos debidamente justificados. En este caso, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

La tasa de retribución financiera que se establece en esta Circular para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, del 6,58%, es superior al 5,58%, y supera por lo tanto el límite establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La superación de este límite máximo viene motivada, en primer lugar, porque no se ha establecido un límite específico para este periodo regulatorio que pudiera haber considerado la situación actualizada de los mercados financieros. Por consiguiente, y como se ha señalado anteriormente, la tasa de retribución financiera en vigor durante el periodo 2020-2025 (5,58%) pasa a ser el límite máximo del periodo regulatorio 2026-2030. Cabe señalar que dicha tasa de retribución financiera fue inferior a la establecida en el primer periodo regulatorio (6,503%).

En este sentido, hay que tener en cuenta que, de acuerdo con el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los parámetros de retribución de las actividades de transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades. En este sentido, es necesario poner en relevancia que los eventos excepcionales ocurridos a nivel sanitario, macroeconómico, geopolítico, etc., producidos en estos últimos años, se han trasladado casi de forma inmediata a los mercados financieros. En particular, la tasa libre de riesgo y el coste de la deuda han presentado una elevada volatilidad a lo largo del periodo de cálculo ya que se calculan a través de un conjunto de parámetros (obligaciones del Estado, IRS, CDS, TIR de emisiones) que están sujetos a las variaciones de tipos de interés y a las condiciones de los mercados financieros. En este sentido, ha sido necesario mitigar el efecto de estas circunstancias excepcionales a través de un Ajuste por QE en la tasa libre de riesgo, y modificando la metodología de cálculo del coste de la deuda para introducir datos futuros, combinados con datos históricos.

Como resultado de lo anterior, para el periodo regulatorio 2026-2031 las distintas variables financieras consideradas en el cálculo del coste de la deuda y el coste de los fondos propios se han incrementado ligeramente respecto a los valores que tomaban estos parámetros en el horizonte temporal correspondiente al periodo regulatorio anterior:

- Por lo que se refiere al coste de los fondos propios, se ha incrementado ligeramente la tasa libre de riesgo (del 2,97% al 3,25%), la beta (de 0,72 a 0,75) y la prima de riesgo de mercado (del 4,75% a 4,98%).
- Por lo que se refiere al coste de la deuda antes de impuestos se ha incrementado del 2,63% al 3,35%.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe destacar los retos del nuevo periodo regulatorio en el contexto de la transición energética. En este sentido, hay que destacar el papel fundamental de las redes y la necesidad de que la tasa de retribución

financiera posibilite que las empresas obtengan una rentabilidad razonable y puedan obtener los fondos necesarios para financiar la actividad regulada que realizan.

Dado que la financiación de estas inversiones se ve afectada por la coyuntura de tipos de interés del periodo regulatorio, se considera necesario superar el límite máximo de la tasa de retribución financiera. En el apartado 11.1 se cuantifica el impacto económico de aumentar el límite máximo del 5,58% a un 6,58%.

11. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR

11.1. Impacto económico

La modificación de la tasa de retribución financiera supone un impacto económico sobre la retribución total a pagar a las empresas que realizan las actividades de transporte y distribución eléctrica y, por tanto, sobre los costes regulados a soportar por el conjunto del sistema.

El impacto económico se ha calculado considerando dos escenarios diferentes, Escenario 1 y Escenario 2.

El **Escenario 1** (Gráfico 13) contempla un caso “*Business as Usual*”, en el que las empresas transportistas y distribuidoras realizan un volumen anual de inversiones similar al que se ha observado, en promedio, en el periodo 2018-2023. Esto implicaría que las inversiones estimadas en transporte ascenderían a 2.933 millones €⁵⁶ y en distribución eléctrica a 9.961 millones €⁵⁷, en el conjunto del periodo 2026-2031.

Como se detalla en los informes de análisis económico financiero entre los años 2018 a 2022 que la CNMC ha realizado sobre Red Eléctrica de España, S.A.U.⁵⁸

⁵⁶ Para obtener las inversiones del periodo 2018-2023 de la actividad de transporte eléctrico se ha utilizado información del “*Informe de análisis económico financiero de Red Eléctrica de España, S.A.U. (2018-2022)*” (INF/DE/393/23) y de las Cuentas Anuales 2023 de Red Eléctrica de España.

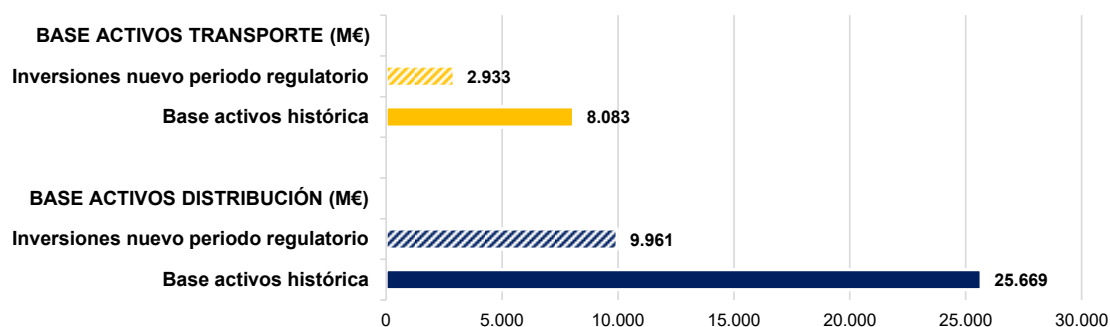
⁵⁷ Para obtener las inversiones del periodo 2018-2023 de la actividad de distribución eléctrica se ha utilizado información del “*Informe de análisis económico financiero de las principales empresas de distribución del sector eléctrico (2018-2022)*” (INF/DE/396/23), de las Cuentas Anuales 2023 de las distribuidoras eléctricas analizadas en dicho informe y de las Cuentas Anuales 2018-2023 de la distribuidora Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A. (BEGASA).

⁵⁸ “*Informe de análisis económico financiero de Red Eléctrica de España, S.A.U. (2018-2022)*” (INF/DE/393/23).

y sobre las principales empresas de distribución en el sector eléctrico⁵⁹, las empresas han venido realizando inversiones por importe similar a la amortización de sus activos, manteniendo su inmovilizado material neto prácticamente constante en el tiempo. Por ello, en este Escenario 1, se asume que la base regulatoria de activos (RAB) se mantiene constante, lo que implicaría asumir que el volumen de nuevas inversiones es similar a la amortización regulatoria de los activos.

A los únicos efectos de este cálculo estimado de impacto económico, se ha asumido un RAB constante estimado en el periodo regulatorio de 8.083 millones € para transporte y de 25.669 millones € para distribución eléctrica.

Gráfico 13. Base de activos histórica y nuevas inversiones consideradas para las actividades de transporte y distribución eléctrica bajo el Escenario 1 (millones €)



Fuente: Elaboración propia.

En el **Escenario 1**, un aumento de la tasa de retribución financiera del 5,58% al 6,58% conlleva un aumento anual de, aproximadamente, 338 millones € en la retribución conjunta de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, que corresponden a 81 millones € en transporte y a 257 millones € en distribución.

Este incremento representa un 5,0% de la retribución total de ambas actividades, y un 0,9% del total de costes anuales del sistema eléctrico⁶⁰ (Cuadro 52).

⁵⁹ "Informe de análisis económico financiero de las principales empresas de distribución del sector eléctrico (2018-2022)" (INF/DE/396/23).

⁶⁰ Considerando en los costes anuales del sistema eléctrico de 2023 los costes asociados a la retribución de transporte y distribución, que ascienden a 6.711 millones €; otros costes regulados (pagos de anualidades del déficit, retribución RECORE, SNP, etc.), que ascienden a 7.394 millones €, ambos obtenidos del "Informe sobre la liquidación definitiva de 2023 del sector eléctrico" (LIQ/DE/007/24); y el importe soportado por la demanda peninsular del precio final medio de generación de electricidad, que asciende a 23.131 millones €, obtenido del "Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado 2023" (IS/DE/013/24).

Cuadro 52. Impacto económico del aumento de la tasa de retribución financiera del 5,58% al 6,58% bajo el Escenario 1 (millones €)

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Total
Transporte (millones €)	80,83	80,83	80,83	80,83	80,83	80,83	485,00
Distribución (millones €)	256,69	256,69	256,69	256,69	256,69	256,69	1.540,16
Total (millones €)	337,53	337,53	337,53	337,53	337,53	337,53	2.025,16

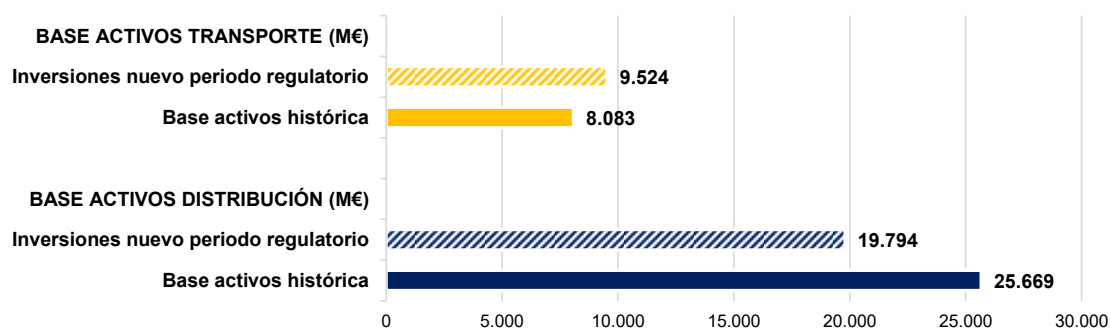
Fuente: Elaboración propia.

El **Escenario 2** (Gráfico 14) considera las inversiones previstas en transporte y distribución de energía eléctrica indicadas en el Cuadro 41. En este escenario, la inversión anual promedio en redes de transporte y distribución eléctrica sería de 4.886 millones €, que es 2,3 veces superior a la inversión anual promedio realizada entre los años 2018 y 2023, que asciende a 2.149 millones €.

En este Escenario 2, se considera que en el conjunto del periodo 2026-2031, se retribuirían inversiones en transporte eléctrico por valor de 9.524 millones €, y en distribución eléctrica por valor de 19.794 millones €.

Así, en este escenario se considera que el RAB o base regulatoria de activos aumenta cada año del nuevo periodo regulatorio la diferencia entre las inversiones previstas y el promedio de inversiones realizadas entre 2018 y 2023.

Gráfico 14. Base de activos histórica y nuevas inversiones consideradas para las actividades de transporte y distribución eléctrica bajo el Escenario 2 (millones €)



Fuente: Elaboración propia.

En el Escenario 2, un aumento de la tasa de retribución financiera del 5,58% al 6,58% conlleva un aumento anual estimado de la retribución del transporte y distribución eléctrica de 344 millones € en 2026, que se incrementaría progresivamente hasta 502 millones € en 2031. El incremento anual promedio estimado asciende a aproximadamente 412 millones €.

Esto representa un 6,1% de la retribución total de ambas actividades y un 1,1% del total de costes anuales del sistema eléctrico⁶⁰ (ver Cuadro 53).

Cuadro 53. Impacto económico del aumento de la tasa de retribución financiera del 5,58% al 6,58% bajo el Escenario 2 (millones €)

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Total
Transporte (millones €)	83,08	89,31	103,02	117,17	131,74	146,74	671,06
Distribución (millones €)	260,87	263,44	285,05	307,51	330,84	355,02	1.802,73
Total (millones €)	343,95	352,75	388,07	424,69	462,59	501,76	2.473,79

Fuente: Elaboración propia.

En ambos escenarios, la variación afectaría principalmente a los peajes de transporte y distribución correspondientes a los consumidores conectados a baja tensión (principalmente los consumidores domésticos), dado que cada consumidor sufraga el coste de las redes del nivel de tensión al que se conecta y la parte correspondiente de los niveles de tensión superiores. En todo caso, el efecto final en los peajes de transporte y distribución de energía eléctrica dependerá de la demanda eléctrica adicional que se genere con base en dichas inversiones.

En cuanto al **impacto económico** en la actividad de **operación del sistema eléctrico**, un aumento de la tasa de retribución financiera del 5,58% al 6,58% conlleva un aumento anual de, aproximadamente, 0,27 millones € (alrededor de un 0,33% de su retribución). El impacto se ha calculado, a los únicos efectos de esta estimación, considerando que los términos utilizados para el cálculo de la base de retribución son iguales a los existentes en el periodo 2023-2025, salvo la tasa de retribución financiera, sin considerar ningún aumento en el término de cuenta regulatoria por nuevas obligaciones y con el límite superior del 2% en el término de retribución por incentivos.

En el caso del sector gasista, no es posible estimar el impacto económico dado que algunos de los datos necesarios para el cálculo de los distintos parámetros de la fórmula del WACC, aún no están disponibles. En la Circular posterior que establezca la tasa de retribución financiera aplicable al sector gasista en el periodo regulatorio 2027-2032, en aplicación de la Circular 2/2019, se aportará la estimación de impacto económico correspondiente.

11.2. Impacto sobre la competencia

Esta Circular no tiene efectos sobre la competencia ni sobre la unidad de mercado.

11.3. Otros impactos

Esta Circular no tiene impacto en los presupuestos Generales del Estado ni en lo referente a ingresos y gastos públicos. La propuesta no presenta impactos por razón de género. Asimismo, ha de señalarse que la misma tiene impacto nulo en la infancia, en la adolescencia, así como en la familia.

No se introduce ninguna carga administrativa. A los objetos de realizar los cálculos necesarios para determinar los parámetros de la fórmula del WACC, se utiliza la información ya disponible en la CNMC, a través del terminal Bloomberg principalmente.

11.4. Análisis coste-beneficio

La modificación de la Circular seguirá proporcionando estabilidad regulatoria y seguridad jurídica, al continuar definiendo la tasa de retribución financiera mediante una metodología basada en el WACC, tanto para las empresas que realizan las actividades reguladas, como para los consumidores.

Asimismo, resulta positiva la reflexión realizada sobre la adecuación o no de la metodología de cálculo al contexto económico y financiero del periodo regulatorio actual, marcado por la variabilidad en los mercados financieros y los eventos excepcionales no previsibles. Esta reflexión ha dado lugar a las modificaciones que se han establecido en la Circular, a través de las cuales, entre otros, se pretende que la tasa de retribución financiera posibilite la obtención de una rentabilidad razonable para que las empresas obtengan los fondos necesarios para financiar la actividad regulada que realizan.

12. CONCLUSIONES

Esta circular modifica la Circular 2/2019, que establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica, transporte y regasificación de gas natural, gestión técnica del sistema y distribución de gas natural. Asimismo, establece la tasa de retribución financiera para el tercer periodo regulatorio (2026-2031) en el sector eléctrico.

La metodología para el cálculo de la tasa de retribución financiera continúa estando basada en el WACC (*Weighted Average Cost of Capital* o Coste Medio Ponderado de Capital). Esta es una metodología consistente, reproducible y ampliamente utilizada entre los reguladores europeos para el cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades reguladas del sector eléctrico y del sector del gas natural.

Además, la utilización de la metodología WACC minimiza la incertidumbre regulatoria, ya que, al ser fácilmente replicable, facilita la predictibilidad de las tasas de retribución futuras, lo que contribuye a generar un entorno más estable y predecible que favorezca la inversión. Por otra parte, la reducción de la incertidumbre regulatoria contribuye a disminuir los costes de financiación de las compañías reguladas, lo cual tiene un impacto positivo tanto sobre las empresas como sobre los consumidores.

Las modificaciones realizadas a la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera han venido motivadas por una profunda reflexión sobre la adecuación o no de la misma al contexto económico y financiero del periodo regulatorio actual. Las principales novedades introducidas están en el cálculo del coste de la deuda, donde el cambio a una metodología que combina datos históricos y futuros se ha considerado apropiada para tener una mejor estimación de las condiciones de financiación del tercer periodo regulatorio, vista la elevada volatilidad de ciertos parámetros durante el periodo regulatorio anterior. Asimismo, se incluyen costes adicionales a la deuda, en concreto, los costes de transacción de emisiones y el *cost-of-carry*.

En este periodo regulatorio, se ha considerado necesario aplicar un Ajuste por QE en la tasa libre de riesgo, posibilidad que estaba expresamente prevista en el artículo 7.2 de la Circular 2/2019 y que ya se aplicó en el sector gasista en el periodo regulatorio anterior. Asimismo, el Ratio de Apalancamiento Regulatorio se ha reducido al 46% respecto del 50% aplicable en el periodo regulatorio anterior. Se ha adoptado esta decisión regulatoria debido al menor grado de apalancamiento observado en los comparadores y procurando además no distanciarse de los valores que emplean otros reguladores energéticos.

Por último, señalar que, debido a los retos del periodo regulatorio en el contexto de la transición energética, se supera el límite máximo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.