Machine Translated by Google

Gabelli & Partners
Voltastr. 61
8044 Zúrich
Suiza
www.gabelli.com

24 de agosto de 2026

GABELLI FUNDS

Iniciación - Redes Eléctricas Europeas

Programados para el crecimiento

Cómo los instrumentos de renta fija se convierten en motores de crecimiento en el impulso a la electrificación de Europa.



Jens Zimmermann, CFA
jzimmermann@gabelli.com

Machine Translated by Google

Gabelli & Partners
Voltastr. 61
8044 Zúrich
Suiza
www.gabelli.com

24 de agosto de 2026

Infraestructura crítica de la red eléctrica para los flujos de electricidad en Europa. La electricidad comienza su recorrido hacia los consumidores finales en las centrales eléctricas, donde se genera a partir de diversas fuentes como carbón, gas, energía nuclear, eólica o solar. En esta etapa, se produce a un voltaje relativamente bajo, que aún no es adecuado para su transporte eficiente a largas distancias.

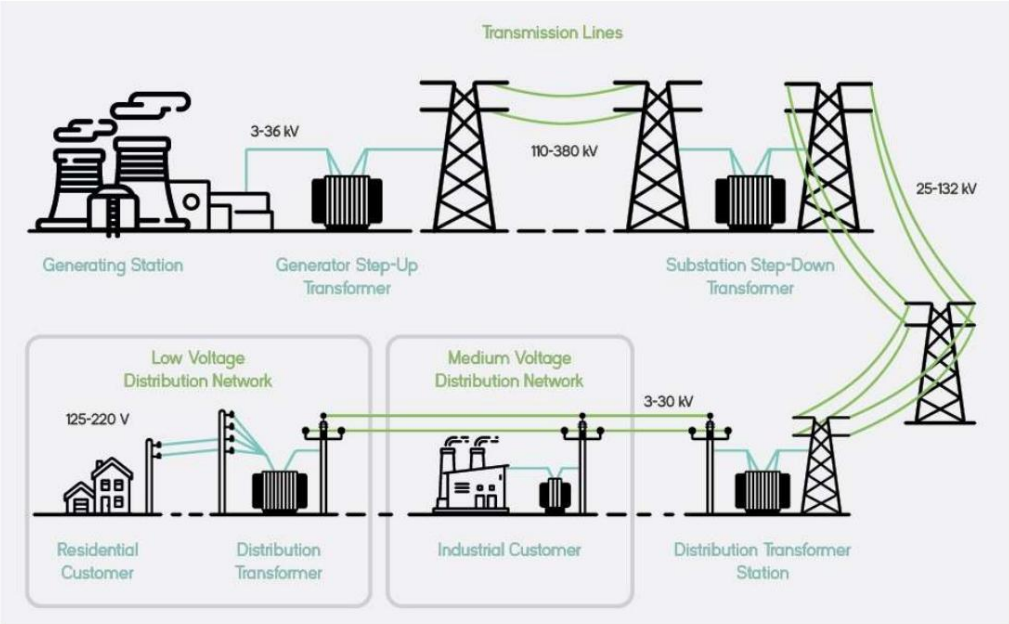
Por lo tanto, la electricidad pasa primero por un transformador elevador, que aumenta considerablemente su voltaje. Este paso es esencial: transmitir a voltajes más altos reduce significativamente las pérdidas de energía a lo largo de la distancia, lo que hace que el proceso sea mucho más eficiente que transmitir energía a su voltaje original, más bajo.

Una vez elevada la tensión, la electricidad ingresa a la red de transmisión, donde líneas de alta tensión —generalmente de 110 a 765 kilovoltios (kV)— la transportan a largas distancias, a menudo abarcando regiones o países enteros. Las empresas propietarias y operadoras de estas líneas son los Operadores del Sistema de Transmisión (OST). A medida que la electricidad se acerca a su destino, pasa por un transformador reductor, o subestación, que vuelve a disminuir la tensión para su distribución local (véase la Figura 1).

Desde allí, la electricidad se incorpora a la red de distribución, donde los operadores del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés) gestionan las redes de media y baja tensión que la transportan por barrios y comunidades. Finalmente, llega a los consumidores finales (hogares, empresas e instalaciones industriales) con una tensión segura y apta para el uso diario de electrodomésticos y equipos: en Europa, 230 V para tomas de corriente domésticas individuales y 400 V para usuarios industriales y edificios de mayor tamaño.

Anexo 1

Suministro de electricidad desde las centrales eléctricas hasta los clientes finales.



Fuente: cinergia

En cambio, las redes de distribución norteamericanas se basan en líneas de aproximadamente 12,5 kV y pequeños transformadores de 15 a 75 kVA (kilovoltio-amperios), cada uno de los cuales abastece a un número limitado de clientes en distancias cortas. Los sistemas europeos operan a niveles de media tensión similares, de 11 a 12 kV, pero utilizan transformadores mucho más grandes —a menudo de 1000 kVA o más—, de modo que cada unidad abastece, en promedio, a seis veces más clientes que su equivalente norteamericano. Además, ambos sistemas suministran energía a los clientes finales a diferentes voltajes: aproximadamente 230 V en Europa frente a unos 120 V en Norteamérica.

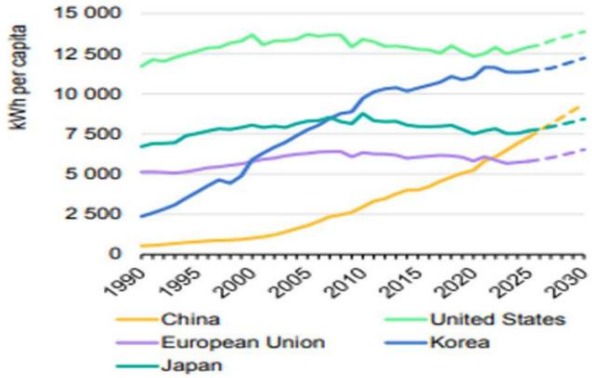
Machine Translated by Google

Se espera que la demanda de energía en la UE crezca: principalmente debido a la electrificación, menos a los centros de datos. Después de 15 años de estancamiento del consumo de energía per cápita en las economías desarrolladas (EE. UU., la Unión Europea y Japón), se proyecta que la demanda en estas regiones vuelva a crecer, mientras que las economías emergentes continúan registrando las tasas de crecimiento per cápita más fuertes. En la Unión Europea, el consumo de electricidad aumentó de manera constante entre 1990 y 2010 antes de estabilizarse, frenado por un crecimiento del PIB más lento (la crisis financiera de 2008, la crisis de deuda soberana de la eurozona de 2012 y la recesión de COVID de 2020) y por ganancias de eficiencia que hicieron que el crecimiento económico fuera menos intensivo en electricidad. Sin embargo, el consumo per cápita en Europa se ha mantenido muy por debajo de los niveles de EE. UU. y Japón durante todo este tiempo (ver Anexo 2).

ENTSO-E, la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad, publica un Plan Decenal de Desarrollo de la Red (TYNDP, por sus siglas en inglés) que orienta la planificación de la infraestructura energética en todo el sistema eléctrico europeo. Como parte de este plan, ENTSO-E también ha elaborado previsiones de la demanda eléctrica a largo plazo hasta 2050 con el fin de identificar las carencias de infraestructura e inversión en las redes eléctricas de la UE.

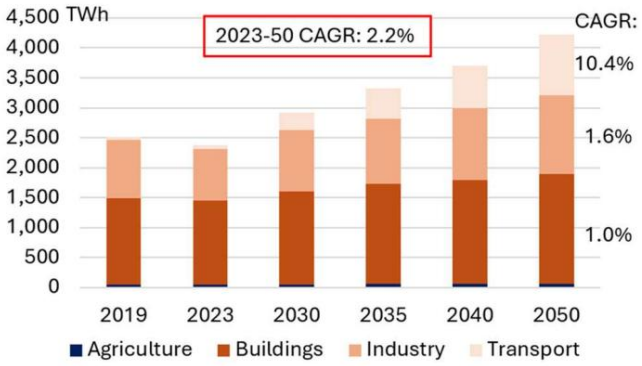
Según las previsiones de ENTSO-E, el consumo final de electricidad en la UE27 seguirá creciendo de forma continua hasta 2050.
Desde 2380 TWh en 2023, se proyecta que la demanda alcance aproximadamente 2920 TWh para 2030 (una CAGR del 3,0 %), 3710 TWh para 2040 y 4220 TWh para 2050, lo que refleja una CAGR del 2,2 % entre 2023 y 2050 (véase el Anexo 3). Este crecimiento se debe fundamentalmente a la transición prevista de Europa hacia fuentes de energía distintas de los combustibles fósiles, con una electrificación en todos los sectores de uso final parcialmente compensada por las continuas mejoras en la eficiencia. Las previsiones comparables para Estados Unidos oscilan entre el 2 % y el 5,5 % anual, debido principalmente al mayor crecimiento de la demanda de energía impulsada por los centros de datos.

Gráfico 2 Consumo de energía per cápita en la UE27



Fuente: Agencia Internacional de Energía

Gráfico 3 Demanda de energía en la UE27 por sector



Fuente: ENTSO-E

Se prevé que el sector de la construcción mantenga la mayor parte de la demanda total de electricidad, con un crecimiento anual compuesto del 1% hasta 2050. El principal impulsor es la implementación generalizada de bombas de calor (HP), que proporcionan eficientemente calefacción y refrigeración en edificios residenciales y comerciales. Se espera que la cuota de mercado de las HP (eléctricas e híbridas) en los hogares aumente a alrededor del 45% para 2040 y al 57% para 2050, mientras que las calderas de gas convencionales disminuirán del 41% actual a aproximadamente el 10%. Como resultado, la participación de la electricidad en la demanda total de energía del sector de la construcción aumenta del 37% en 2023 al 59% para 2050. El creciente consumo de los centros de datos (DC) y otras tecnologías de la información y la comunicación, que se contabilizan dentro del sector de la construcción, aumenta aún más la demanda del sector.

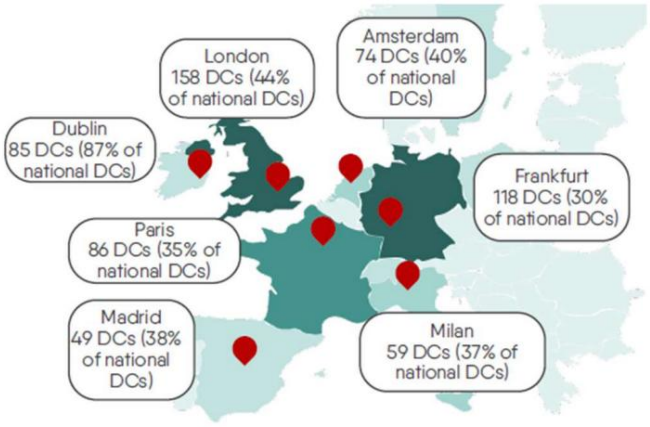
Según la Asociación Europea de Centros de Datos (EUDCA), Europa alberga actualmente más de 10.500 centros de datos con una capacidad combinada de aproximadamente 12,7 GW, de los cuales unos 9,9 GW se encuentran en la UE27. Se prevé que esta capacidad se duplique para 2030, impulsada en gran medida por las instalaciones de coubicación. La velocidad de despliegue varía ampliamente entre países, y los principales centros de Europa (los mercados FLAPD de Fráncfort, Londres, Ámsterdam, París y Dublín) representan cada uno al menos un tercio de la capacidad total de centros de datos de su país (véase el Anexo 4). La demanda de energía es

Machine Translated by Google

En consecuencia, estas zonas se concentran en gran medida, lo que ejerce una presión significativa sobre sus redes regionales y hace que la planificación estratégica para la futura expansión de la capacidad sea esencial.

Anexo 4

Principales centros de datos de Europa



Fuente: Eurelectric (Barómetro de Energía 2025)

Las previsiones sobre el crecimiento de la demanda impulsada por los centros de datos varían ampliamente tanto en magnitud como en horizonte temporal. ENTSO-E proyecta que la demanda total de electricidad de los centros de datos en Europa aumentará en más del 50%, pasando de 87 TWh en 2024 a más de 134 TWh en 2030, y luego casi se triplicará hasta alcanzar los 254 TWh en 2035. La proporción proyectada del consumo total de electricidad de los centros de datos varía igualmente: ENTSO-E la sitúa entre el 6% y el 7% para Europa en 2035, mientras que otras previsiones indican que los centros de datos superarán el 10% ya en 2030. Sea cual sea la trayectoria que se cumpla, Europa se enfrenta a varias desventajas estructurales con respecto a EE. UU. que podrían ralentizar el desarrollo: mayores tiempos de espera para la conexión a la red, precios mayoristas de la electricidad más elevados y una mayor elasticidad de la demanda respecto a esos precios.

La demanda de energía industrial se debe principalmente a la electrificación de los procesos industriales, excluyendo las aplicaciones de alta temperatura, difíciles de electrificar, como las de la industria siderúrgica, cementera, del aluminio y petroquímica. Se prevé que la demanda de electricidad en la industria crezca a una tasa de crecimiento anual compuesta (TCAC) del 1,6 % entre 2023 y 2050, pasando de representar aproximadamente un tercio del consumo total de energía industrial en 2023 a más de la mitad en 2050.

El sector del transporte es donde la demanda de electricidad crece más rápidamente, con una tasa de crecimiento anual compuesta (TCAC) del 10 % entre 2023 y 2050, a medida que continúa su transición de los combustibles derivados del petróleo a la movilidad eléctrica. ENTSO-E proyecta que la demanda de electricidad en el transporte aumentará 3,5 veces entre 2030 y 2050, el mayor crecimiento de cualquier sector. Este ritmo refleja la rápida penetración de los vehículos eléctricos en turismos y furgonetas, junto con un papel más lento pero creciente de la electricidad en autobuses y transporte de mercancías de corta y media distancia. El transporte marítimo y la aviación siguen siendo mucho más difíciles de electrificar y se espera que dependan principalmente de combustibles a base de hidrógeno y combustibles de aviación sostenibles en lugar de la electrificación directa.

Atención a la brecha: Se necesita más inversión en la red eléctrica europea. Un suministro eléctrico fiable
será cada vez más importante para la economía europea; sin embargo, alrededor del 30 % de la red eléctrica europea tiene, en promedio, más de 40 años. Modernizar y digitalizar estas redes tiene un coste: se prevé que la inversión en redes eléctricas aumente significativamente en los próximos cinco a diez años para satisfacer la demanda futura y los objetivos de electrificación de Europa.

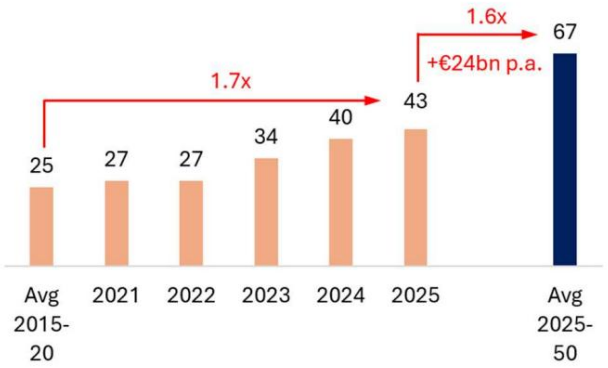
La inversión anual total en redes de distribución eléctrica europeas ha pasado de un promedio de 25.000 millones de euros en el periodo 2015-2020 a 43.000 millones de euros en 2025, lo que supone un incremento del 70 %. En varios países, entre ellos Dinamarca, Alemania, Italia y Polonia, el gasto anual en infraestructuras de red se ha duplicado con creces en los últimos cuatro años, lo que subraya la urgencia de la modernización. Aun así, la inversión sigue siendo insuficiente en unos 24.000 millones de euros anuales: necesita crecer un 56 % más, hasta alcanzar un promedio de 67.000 millones de euros anuales durante los próximos 25 años (véase el Anexo 5).

Machine Translated by Google

Esta brecha de inversión representa un obstáculo importante para la flexibilidad del sistema eléctrico en Europa. Sin redes modernizadas y mejor interconectadas, la UE no puede absorber la creciente proporción de generación solar y eólica intermitente. El número de los denominados prosumidores —clientes residenciales que generan y venden su propia electricidad— casi se triplicó entre 2021 y 2024, alcanzando casi los 7 millones, lo que subraya aún más la necesidad de redes inteligentes capaces de aprovechar esa capacidad.

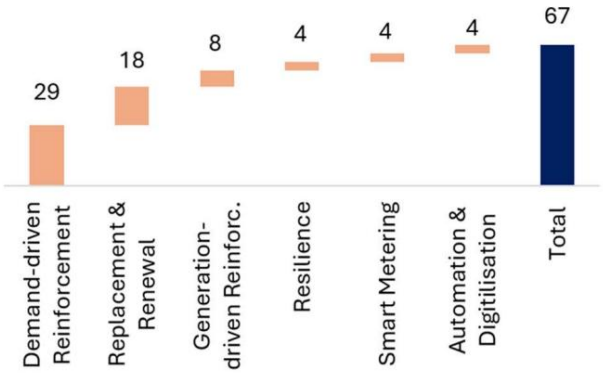
Preparar la red de distribución eléctrica de Europa para la transición energética requiere una inversión media de 67.000 millones de euros anuales en la UE27 más Noruega entre 2025 y 2050, lo que equivale aproximadamente al 0,4 % del PIB de la UE27 en 2024, o 150 euros por persona al año. La mayor parte se destina al refuerzo impulsado por la demanda, con 29.000 millones de euros (el 43 % de la inversión total), para apoyar la electrificación de edificios (calefacción) y el transporte, dado que se prevé que 237 millones de vehículos eléctricos y 251 millones de bombas de calor se conecten a la red para 2050. La sustitución y renovación supone otros 18.000 millones de euros (el 27 %), para modernizar las redes y los equipos obsoletos y así aumentar su fiabilidad y resiliencia. El refuerzo impulsado por la generación requiere 8.000 millones de euros (el 12 %), lo que permite trasladar el excedente de electricidad renovable a donde se necesita (véase el Anexo 6).

Anexo 5 Inversiones anuales de la UE en redes eléctricas (miles de millones de euros)



Fuente: Eurelectric

Anexo 6 Gasto de capital anual de la UE 2025-50 (miles de millones de euros)



Fuente: Eurelectric

Por nivel de voltaje, la baja tensión (BT) representa el 44% de la inversión anual de 67.000 millones de euros, la media tensión (MT) el 41% y la alta tensión (AT) el 15% restante; una participación modesta a pesar de los costes unitarios mucho más elevados de la AT, que reflejan su complejidad técnica y su escala. La red de BT se perfila como el principal obstáculo para la electrificación de Europa en los próximos 25 años: ya representa el 60% de la longitud total de la red y, para 2050, deberá abastecer a unos 250 millones de hogares, junto con un número similar de bombas de calor y vehículos eléctricos.

Las necesidades de inversión varían notablemente en Europa, condicionadas por la densidad de población, el crecimiento de la demanda máxima y el ritmo de la transición energética de cada país. Francia, Alemania e Italia representan en conjunto aproximadamente la mitad de los 67.000 millones de euros necesarios anualmente hasta 2050, mientras que Noruega, Dinamarca y los Países Bajos lideran en términos per cápita. Los países con redes de distribución altamente fragmentadas también suelen tener mayores necesidades de inversión, ya que los operadores más pequeños no pueden distribuir los costes de ingeniería, adquisición y digitalización entre una amplia base de activos. La composición del gasto también difiere: Italia, Alemania y Dinamarca necesitan una mayor proporción de refuerzo impulsado por la demanda, mientras que Noruega, Francia y el resto de Europa deben invertir más en reemplazo y renovación.

Machine Translated by Google

El aumento de la inversión de capital impulsa el crecimiento de las ganancias de las empresas de redes eléctricas. Como se mencionó anteriormente, el aumento previsto de la demanda de energía, junto con la electrificación planificada de varios sectores económicos en Europa, requiere una inversión significativa en la red eléctrica durante los próximos 10 a 20 años. ¿Cómo pueden los operadores de redes eléctricas reguladas beneficiarse de este aumento de la demanda de energía y de la inversión?

Como entidades reguladas, los operadores de red no se benefician directamente del mayor volumen de electricidad que circula por sus redes: obtienen una rentabilidad permitida sobre su base de activos regulados (RAB, por sus siglas en inglés), y sus ingresos, limitados, no dependen del volumen transportado. Sin embargo, sí se benefician indirectamente, ya que la creciente demanda de energía —incluida la de los centros de datos (CD)— requiere una mayor inversión de capital en nuevas redes, subestaciones, transformadores y cables, lo que incrementa la RAB.

Un segundo beneficio indirecto es que los costos unitarios disminuyen, ya que los costos fijos de la red se distribuyen entre una base de TWh mayor. Esto reduce las tarifas unitarias que el operador traslada a los clientes, lo que le otorga margen de maniobra política frente al regulador para aprobar gastos de capital adicionales sin aumentar las facturas de los clientes, si todo lo demás permanece constante; esto, a su vez, eleva el RAB y, por consiguiente, las ganancias del operador.

¿Quién se beneficia más? Tanto los operadores de sistemas de transmisión (TSO) como los operadores de sistemas de distribución (DSO) se benefician del aumento de la demanda de energía, pero en extremos opuestos del espectro de demanda. Los TSO se benefician más del crecimiento de los centros de datos, ya que los proveedores de servicios en la nube a gran escala y los grandes centros de datos requieren nuevas líneas de alta tensión, subestaciones y capacidad transfronteriza; una inversión en infraestructura de transmisión que incrementa el margen de beneficio operativo (RAB) de los TSO. Por el contrario, la creciente demanda de vehículos eléctricos, bombas de calor y energía solar distribuida requiere inversión en redes de baja tensión, ámbito de los operadores de sistemas de distribución.

Por lo tanto, los operadores de sistemas de distribución (DSO) se benefician más de la electrificación de los sectores de edificios y transporte, donde la demanda de vehículos eléctricos y bombas de calor impulsa un crecimiento constante de la red de acceso restringido (RAB). Mientras tanto, los operadores de sistemas de transmisión (TSO) captan el crecimiento de la transmisión impulsado por los centros de datos, que depende en gran medida de los plazos de inversión de los proveedores de servicios en la nube a gran escala (hiperscales). En consecuencia, el gasto de capital en transmisión vinculado a la demanda de los centros de datos tiende a ser mayor, pero también más irregular.

La Tabla 1 resume los marcos regulatorios de los países relevantes para las compañías de redes eléctricas analizadas en este informe:

Tabla 1 Normativa seleccionada por país para las empresas de redes eléctricas europeas

	Electricity Transmission Networks					Electricity Distribution Networks				
Country	Regulator	Regulatory Period	Asset Base	Allowed Return	Inflation protection	Regulator	Regulatory Period	Asset Base	Allowed Return	Inflation protection
Belgium	CREG	4 yrs (2024-27)	RAB	> 4.1% ROE (depends on 10Yr yield	Cost plus	Brussels (BRUGEL) Flanders (VREG) Wallonia (CWaPE)	5 yrs (2025-29) 4 yrs (2025-29) 4-5 yrs (2020-24)	RAB	WACC of 3.5% WACC of 5.1% .	n/a
Germany	BNetzA	5 yrs (2024-28)	RAB	pre-tax ROE: 4.09%/5.9% for pre/post-2006 assets	CPI	BNetzA	5 yrs (2024-28)	RAB	pre-tax WACC: 2.66%/3.39% for pre/post-2006 assets	CPI
Italy	ARERA	4 yrs (2024-27)	RAB	pre-tax 5.5% real	RAB annually inflation-linked	ARERA	4 yrs (2024-27)	RAB	pre-tax 5.6% real	RAB annually inflation-linked
Spain	CNMC	6 yrs (2026-31)	RAB	pre-tax 6.58% nominal	none	CNMC	6 yrs (2026-31)	RAB	pre-tax 6.58% nominal	none
UK	OFGEM	5 yrs (Apr 2026 - Mar 2031)	RAB	4.49-4.70% real WACC	CPIH	OFGEM	5 yrs (Apr 2023 - Mar 2028)	RAB	4.35% real	CPIH

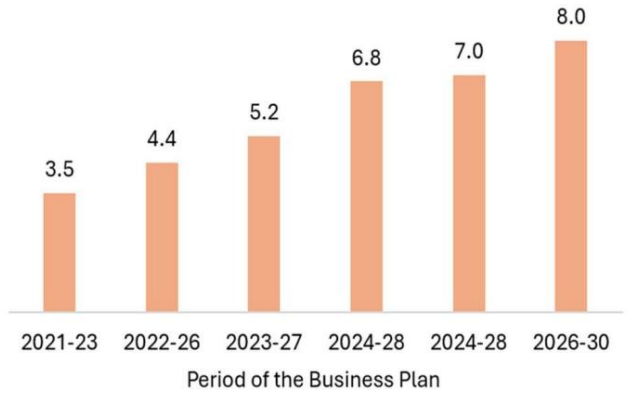
Source: Gabelli Funds, RAB: Regulated Asset Base

Machine Translated by Google

Revisión al alza de los objetivos del plan de negocios. El aumento proyectado de las inversiones en la red eléctrica a nivel sectorial se refleja en un mayor gasto de capital para las redes de transmisión y distribución a nivel empresarial. A medida que aumenta el gasto de capital, también aumenta la base de activos regulados de los operadores de redes eléctricas, lo que se traduce directamente en un mayor crecimiento de las ganancias para una rentabilidad permitida determinada. Por lo tanto, si bien las empresas de redes eléctricas reguladas se consideraban anteriormente un sector defensivo con escasas o nulas perspectivas de crecimiento de las ganancias, el crecimiento secular previsto de la demanda de energía se traduce ahora en un crecimiento de las ganancias sin precedentes para este sector. En consecuencia, los operadores de redes defensivas también ofrecen ahora un crecimiento de las ganancias sostenible y visible para los inversores.

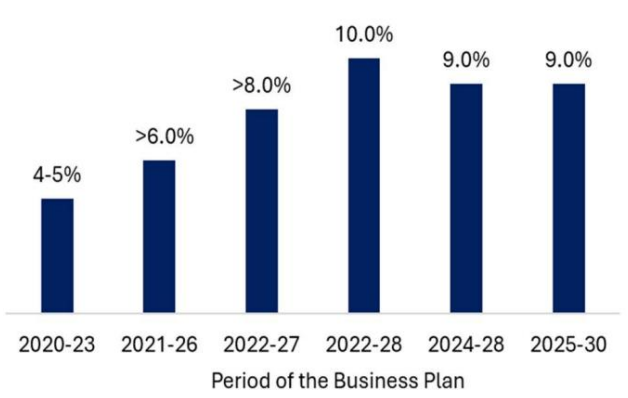
En consecuencia, debido a las crecientes necesidades de inversión en la red eléctrica, las empresas de redes han incrementado sistemáticamente sus planes de inversión (capex) y sus previsiones de crecimiento del RAB en sus respectivos planes de negocio plurianuales. Los siguientes gráficos resumen la evolución de las perspectivas de crecimiento del capex y del RAB en los planes de negocio consecutivos de las empresas incluidas en este informe sectorial. El panel izquierdo muestra, para cada empresa, el capex anual promedio previsto para cada año del plan de negocio anunciado, y el panel derecho resume la tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) proyectada del RAB durante el período del plan. La mayoría de las empresas han incrementado sistemáticamente sus previsiones de capex anual y de la CAGR prevista del RAB durante el mismo período del plan y entre planes de negocio consecutivos.

Anexo 7 E.ON - Inversión anual en la red (miles de millones de euros)



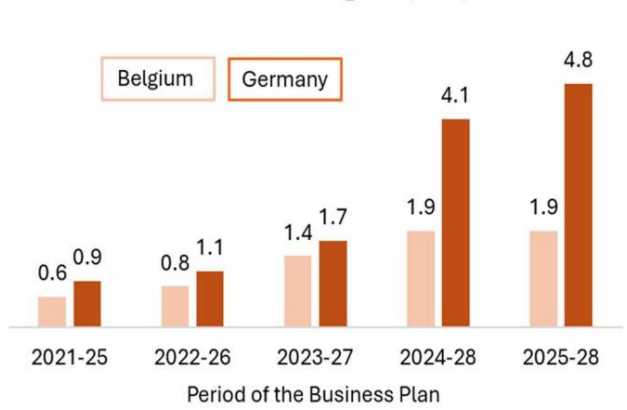
Source: Company information

Anexo 8 E.ON - Tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) de RAB guiado (%)



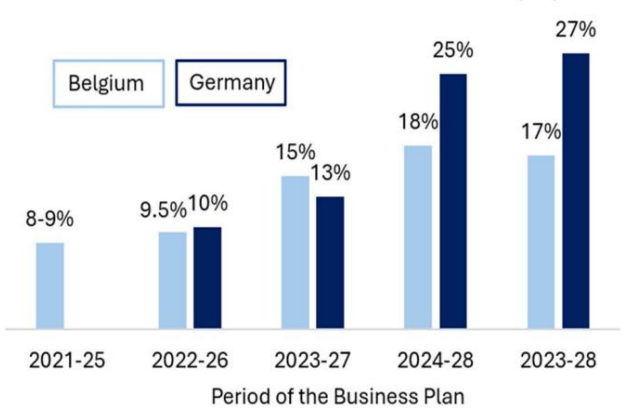
Source: Company information

Anexo 9 Elia - Gastos de capital anuales (miles de millones de euros)



Source: Company information

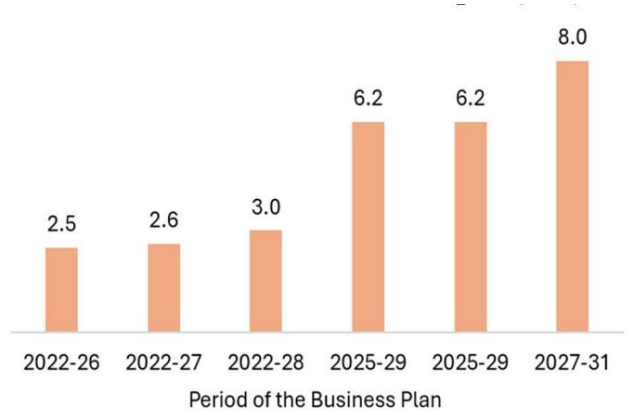
Anexo 10 Elia - CAGR de RAB guiado (%)



Source: Company information

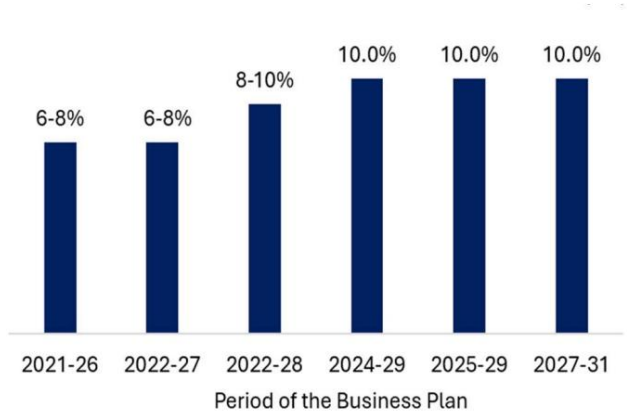
Machine Translated by Google

Anexo 11 Red eléctrica nacional - Gastos de capital anuales (miles de millones de libras esterlinas)



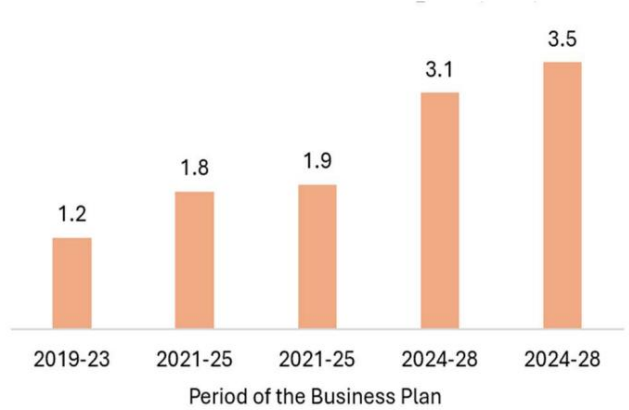
Source: Company information

Anexo 12. Red Nacional - Tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) de RAB guiada (%)



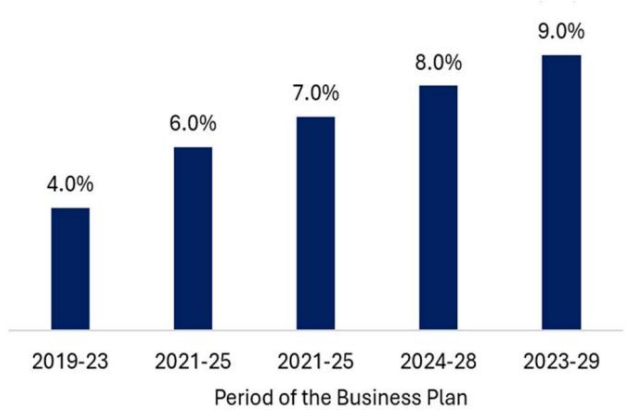
Source: Company information

Anexo 13 Terna - Gastos de capital anuales (miles de millones de libras esterlinas)



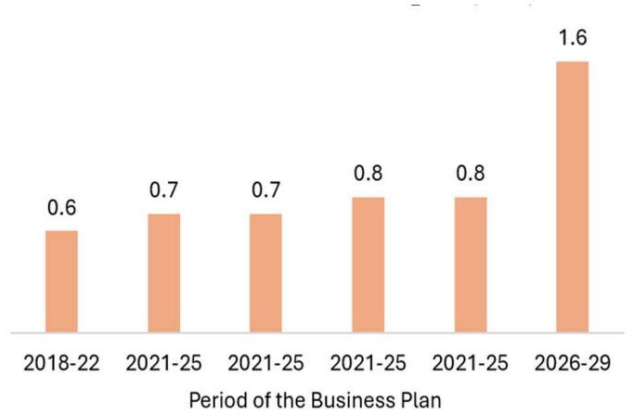
Source: Company information

Anexo 14 Terna - CAGR guiado de RAB (%)



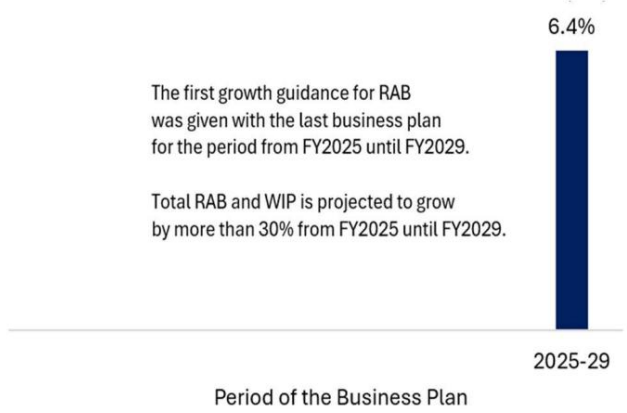
Source: Company information

Anexo 15 Redeia - Gastos de capital anuales (miles de millones de libras esterlinas)



Source: Company information

Anexo 16 Redeia - CAGR guiado de RAB (%)



Source: Company information

Machine Translated by Google

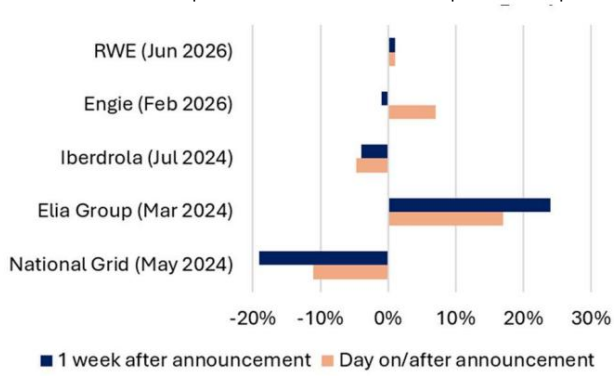
¿Cuáles son los riesgos para las empresas de redes europeas?

En primer lugar, financiar el crecimiento proyectado ejerce presión sobre los balances. Varias empresas de redes ya han captado nuevo capital junto con deuda para financiar el crecimiento sin precedentes de la inversión de capital y el RAB previsto para los próximos cinco a diez años. National Grid, Elia e Iberdrola captaron un capital sustancial destinado específicamente a la inversión de capital en redes. National Grid emitió 7.000 millones de libras esterlinas en nuevo capital en mayo de 2024 para ayudar a financiar su programa de inversión de 31.000 millones de libras esterlinas a cinco años en transmisión y distribución en el Reino Unido y Estados Unidos. El Grupo Elia siguió en el primer semestre de 2025 con una captación de capital de 2.200 millones de euros para respaldar su plan de inversión de capital de 31.600 millones de euros para el período 2024-2028 en sus redes eléctricas belgas y alemanas. Iberdrola completó entonces una ampliación de capital acelerada de aproximadamente 5.000 millones de euros en julio de 2025 para financiar su plan de inversión en redes en el Reino Unido y Estados Unidos, que asciende a 55.000 millones de euros hasta 2031.

Por el contrario, las ampliaciones de capital de Engie y RWE se basaron en adquisiciones, en lugar de en inversiones de capital orgánicas. En febrero de 2026, Engie adquirió UK Power Networks por un valor de capital de 10.500 millones de libras esterlinas, financiado mediante aproximadamente 5.000 millones de euros en deuda y emisiones híbridas, 4.000 millones de euros en desinversiones de activos previstas para 2028 y hasta 3.000 millones de euros en nuevo capital a través de una colocación acelerada. Del mismo modo, en junio de 2026, RWE aumentó su participación indirecta en Amprion del 25,1% al 55%, financiada mediante una ampliación de capital de 4.000 millones de euros.

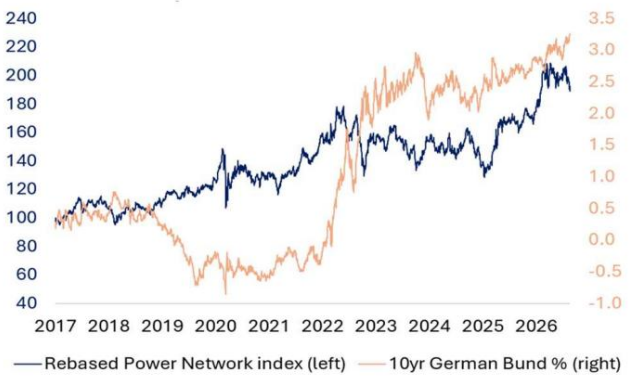
Tras la fuerte reacción negativa del precio de las acciones a la ampliación de capital de National Grid hace más de dos años, las posteriores ampliaciones han generado una volatilidad significativamente menor, especialmente cuando el nuevo capital financia una adquisición que incrementa los beneficios (véanse RWE y Engie en el Anexo 17). Por lo tanto, los inversores parecen estar adoptando una postura más favorable respecto a la idea de que el nuevo capital puede ser una buena inversión si financia futuros aumentos de capital y el crecimiento de los beneficios. Este cambio es importante, ya que es muy probable que se produzcan nuevas ampliaciones de capital: la alternativa es un mayor endeudamiento sobre balances ya sobrecargados, lo que podría poner en peligro las calificaciones crediticias.

Anexo 17: Evolución del precio de las acciones tras la ampliación de capital.



Fuente: Información de la empresa, LSEG

Anexo 18 Índice de bonos del gobierno federal a 10 años frente a la red eléctrica



Fuente: Gabelli Funds, LSEG

En segundo lugar, el aumento de la inflación y de los tipos de interés podría afectar negativamente a la confianza de los inversores. Los operadores de redes eléctricas reguladas son muy sensibles a las variaciones de la inflación y de los tipos de interés reales, lo que se ha convertido en una preocupación creciente desde el estallido de la guerra en Irán. Sin embargo, los reguladores de varios países europeos ofrecen protección contra la inflación, con valores RAB ajustados anualmente en función de la inflación nacional (protección total en el Reino Unido e Italia, parcial en Alemania y nula en España).

Las acciones de empresas de servicios públicos en general son muy sensibles a los tipos de interés, ya que se consideran ampliamente como "instrumentos sustitutos de los bonos". Sin embargo, las acciones de redes eléctricas parecen estar menos expuestas que las empresas de generación de energía renovable, ya que se benefician de ajustes periódicos de la rentabilidad permitida que reflejan los cambios en las tasas libres de riesgo. Nuestro índice Power Network, ponderado equitativamente (véase el Anexo 18), subió mientras que el rendimiento del bono alemán a 10 años fue negativo entre 2019 y 2022, y se corrigió cuando las tasas alemanas subieron al 3% en 2023-24, antes de volver a bajar al 2% a lo largo de 2024. Por el contrario, desde principios de 2025, las acciones de redes eléctricas han registrado sólidas ganancias incluso cuando las tasas alemanas repuntaron del 2% a más del 3% debido al aumento de las expectativas de inflación tras el estallido de la guerra en Irán (véase el Anexo 18).

Machine Translated by Google

Un mercado dinámico para transacciones privadas en operadores de redes eléctricas europeas La siguiente sección analiza los múltiplos de transacción por los que los operadores de redes eléctricas se vendieron recientemente en transacciones privadas a los llamados "compradores industriales informados": grandes inversores de capital privado en infraestructuras, fondos soberanos, fondos de pensiones u otras empresas de redes eléctricas. El mercado de transacciones privadas en empresas de redes eléctricas europeas es actualmente dinámico: los operadores venden participaciones minoritarias para financiar el crecimiento de sus gastos de capital o adquieren empresas más pequeñas para consolidar los mercados de operadores de sistemas de distribución (DSO) de Europa, que están muy fragmentados (los mercados de operadores de sistemas de transmisión (TSO) están más concentrados, con menos participantes en cada país).

Los operadores de sistemas de transmisión obtienen una prima de valoración sobre su RAB porque operan como monopolios regulados dentro de sus áreas de control (solo existen unos pocos por país) y porque las redes de transmisión se consideran ahora una infraestructura crítica para la seguridad energética nacional y regional y para la transición energética, ya que conectan las energías renovables intermitentes a la red y proporcionan interconexión transfronteriza.

En junio de 2026, RWE aumentó su participación en el operador de sistemas de transmisión (TSO) alemán Amprion del 25,1% (que poseía a través de una empresa conjunta con la firma de capital privado Apollo) al 55%, adquiriendo las acciones adicionales del vehículo de inversión privado M31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG. Amprion es uno de los cuatro TSO de Alemania, y la operación se cerró con un EV/RAB de 1,25 millones de euros para 2025, equivalente a 13,4 veces el EBITDA de Amprion para el ejercicio fiscal 2025 e implicando una rentabilidad EBITDA/RAB del 9,3% para el ejercicio fiscal 2025, según nuestros cálculos. Según las propias estimaciones de RWE en el momento de la transacción, el múltiplo se reduce a 1,07 millones de euros para el RAB proyectado para 2027, dado que se espera que la base de activos crezca.
Dado que RWE ya poseía el 25,1% de Amprion, la consideramos un comprador industrial bien informado, y el precio que estaba dispuesto a pagar por la participación adicional como un múltiplo de referencia fiable para los activos de transmisión en el mercado privado.

De forma similar, en septiembre de 2025, TenneT Holding BV (propiedad íntegra del Estado neerlandés) vendió una participación minoritaria del 46% en su filial alemana TenneT Germany a un consorcio formado por Norges Bank Investment Management (21,8%), GIC de Singapur (13,2%) y un fondo de pensiones neerlandés (11,0%) por 11.300 millones de dólares (o 9.600 millones de euros). La transacción valoró a TenneT Germany en un EV anunciado de 40.000 millones de euros, lo que, con un RAB de 36.800 millones de euros para el ejercicio fiscal 2025, implica un EV/RAB de 1,09 millones de euros para 2025. Con un EBITDA subyacente de 2.740 millones de euros para el ejercicio fiscal 2025, la rentabilidad del EBITDA/RAB fue relativamente baja, del 7,4%, y el consorcio negoció un EV/RAB correspondientemente inferior al que RWE pagó por Amprion. Sin embargo, en términos de ganancias, pagaron más (14,6 veces el EBITDA del año fiscal 2025 frente a 13,4 veces) precisamente porque el mismo RAB genera menos EBITDA.

Los operadores de sistemas de distribución (DSO) también pueden obtener una prima de valoración sobre el RAB cuando se venden total o parcialmente en el mercado privado. Las transacciones recientes apuntan a un rango de EV/RAB de 1,7 a 2,5 millones de euros para los DSO, superior a los múltiplos pagados por los TSO. Dos factores explican plausiblemente esta diferencia: las redes de distribución se benefician más del aumento de la demanda de electricidad, como se explicó anteriormente, y los DSO de nuestro universo de cobertura generan mayores rentabilidades EBITDA/RAB (entre el 15% y el 20%) que los TSO.

En agosto de 2024, Iberdrola adquirió una participación del 88% en Electricity North West (ENW), una distribuidora de electricidad del Reino Unido, mediante una subasta competitiva que valoró la totalidad de la empresa en un EV de 4.200 millones de libras esterlinas frente a un RAB total de 2.900 millones de libras esterlinas. Partimos de la base de que Iberdrola, como comprador bien informado, ya tenía visibilidad de los resultados del primer semestre del ejercicio 2024/25 de ENW (hasta septiembre de 2024), que se publicaron en diciembre de 2024, y por lo tanto, tomamos el EBITDA de los últimos 12 meses hasta septiembre de 2024 (407 millones de libras esterlinas) como base para nuestro análisis de múltiplos.

Sobre esa base, Iberdrola pagó un EV/RAB de 1,46 millones de libras esterlinas (o 1,73 millones de euros al tipo de cambio de agosto de 2024), muy por encima de los múltiplos de TSO citados anteriormente. La prima refleja el proceso de subasta competitivo, pero también la mayor capacidad de generación de ingresos del activo: la rentabilidad EBITDA/RAB de ENW fue del 14,2 %, y la transacción se valoró en 10,3 veces el EBITDA (véase la tabla 2).

Machine Translated by Google

Tabla 2

Transacciones en el mercado privado para redes eléctricas europeas

Año de Transacción	Adquirido empresa de redes	Tipo de cuadrícula Los índices de transacciones de la empresa se basan en:	Años financieros en los que	Ratios de transacción EV/RAB	EBITDA/RAB	EV/EBITDA
2024 (marzo)	Duereti	DSO	Año fiscal 2025	2,45 millones de euros	17,0%	14,5x
2024 (agosto)	Electricidad Noroeste (ENW)	DSO	Períodos fiscales de los últimos 12 meses hasta septiembre de 2024	1,73 millones de euros	14,2%	10.3x
2025 (septiembre)	TenneT Alemania	TSO	Año fiscal 2025	1,09 millones de euros	7,4%	14,6x
2026 (febrero)	Redes Eléctricas del Reino Unido (UKPN)	DSO	Año fiscal 2025/26	1,87 millones de euros	13,3%	12.2x
2026 (junio)	Amprión	TSO	Año fiscal 2025	1,25 millones de euros	9,3%	13,4x
2026 (julio)	Caruna	DSO	Año fiscal 2025	2,13 millones de euros	14,7%	14,5x

Fuente: Información de la empresa, Gabelli Funds; TSO: Operador del sistema de transmisión; DSO: Operador del sistema de distribución

Engie, que había perdido la subasta competitiva de ENW frente a Iberdrola en 2024, aprovechó su segunda oportunidad para adquirir una red de distribución en el Reino Unido y cubrir una brecha estratégica en su cartera de negocios. En febrero de 2026, pagó un valor empresarial de 15.800 millones de libras esterlinas por el 100% de UK Power Networks (UKPN), un operador de red de distribución que opera en el sureste y el este de Inglaterra, así como en Londres. UKPN no estaba en venta: Engie contactó directamente con el consorcio de inversores en infraestructuras liderado por CK Infrastructure Holdings y los convenció para que vendieran. La ausencia de un proceso competitivo no se tradujo en un precio más bajo: Engie pagó una prima aún mayor a RAB que la que pagó Iberdrola, lo que en la práctica supuso el coste de adelantarse a una subasta que nunca se celebró.

Basamos nuestros múltiplos de la operación de UKPN en el informe anual del ejercicio 2025/26, publicado en mayo de 2026 poco después del anuncio de febrero, partiendo de la base de que Engie —de nuevo un comprador bien informado con acceso completo a la debida diligencia— tenía una buena visibilidad del ejercicio 2025/26, prácticamente finalizado, cuando negoció a principios de 2026. Sobre esa base, Engie pagó un EV/RAB de 1,63 millones de libras esterlinas, o 1,87 millones de euros al tipo de cambio de febrero de 2026, frente a una rentabilidad EBITDA/RAB ligeramente inferior del 13,3 % (ejercicio 2025/26). En consecuencia, la transacción se valoró en 12,2 veces el EBITDA del ejercicio 2025/26, frente a las 10,3 veces que Iberdrola pagó por ENW.

En julio de 2026, Iberdrola adquirió una participación del 80% en Caruna, la mayor distribuidora de electricidad de Finlandia, por un importe de 2.000 millones de euros, lo que supone un valor empresarial de 5.000 millones de euros para toda la compañía, incluyendo una deuda neta de 2.470 millones de euros.
El último informe anual de Caruna antes de la adquisición (ejercicio fiscal 2025) reveló un EBITDA de 344 millones de euros, pero no un RAB para su negocio de red. Sin embargo, en el momento de la transacción, Iberdrola proyectó un RAB de Caruna de 2.540 millones de euros en el ejercicio fiscal 2027, que aumentaría a 3.000 millones de euros en 2031, lo que implica una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) del 4% entre 2027 y 2031, junto con un EBITDA de 369 millones de euros en el ejercicio fiscal 2027.

Aplicando esa misma tasa del 4% a la proyección de Iberdrola para el año fiscal 2027, estimamos un RAB de 2.350 millones de euros para el año fiscal 2025 como aproximación de la base de activos en el momento de la operación. Sin embargo, esta podría ser una suposición conservadora, ya que el crecimiento del RAB probablemente se concentre al inicio del período y la tasa de crecimiento entre 2025 y 2027 probablemente superó el 4%, lo que implicaría un RAB para el año fiscal 2025 inferior a 2.350 millones de euros.

Según nuestra estimación de RAB de 2.500 millones de euros, Iberdrola pagó un EV/RAB de 2,1 millones de euros en nuestra estimación de RAB para el ejercicio fiscal 2025 y de 2,0 millones de euros en la estimación de Iberdrola para el ejercicio fiscal 2027, lo que supone una rentabilidad EBITDA/RAB de alrededor del 14,7 % en ambos años. El múltiplo EV/EBITDA correspondiente oscila entre 14,5x en el ejercicio fiscal 2025 y 13,6x en el ejercicio fiscal 2027. Iberdrola justifica la prima señalando la cartera de proyectos de centros de datos de Finlandia, donde el operador del sistema eléctrico nacional prevé un crecimiento de la demanda de electricidad de entre el 22 % y el 45 % para 2030.

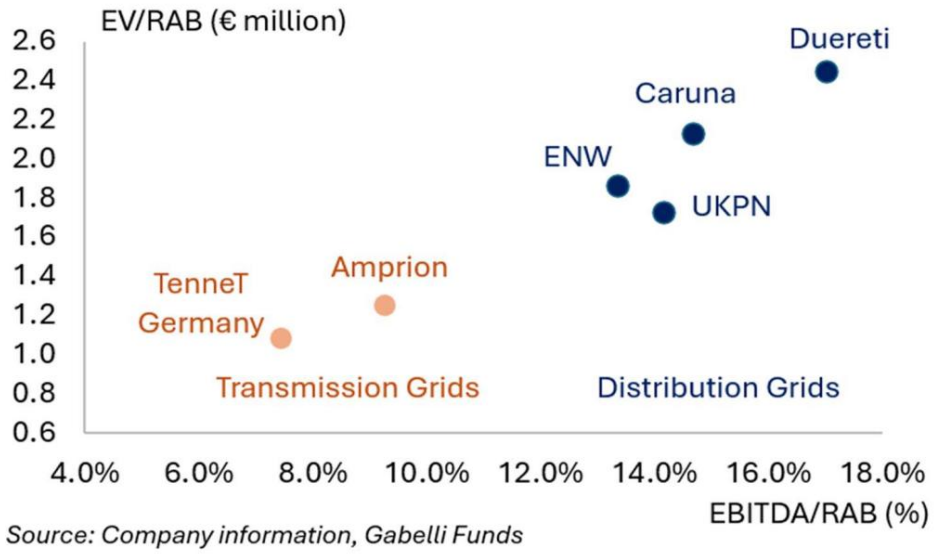
El múltiplo más alto de nuestra muestra es anterior a todos estos. En marzo de 2024, la empresa de servicios públicos italiana A2A adquirió una participación del 90% en Duereti, la DSO de las provincias de Milán y Brescia, a Enel por 1.200 millones de euros, valorando la empresa en su conjunto en un EV de 1.350 millones de euros. El informe anual de A2A para el ejercicio fiscal 2025 muestra que la adquisición contribuyó con 93 millones de euros de EBITDA a su «Unidad de Negocio de Infraestructura Inteligente» y una adición de RAB de aproximadamente 550 millones de euros, ambos sobre una base totalmente consolidada. Esto implica un EV/RAB de 2,45 millones de euros con una rentabilidad EBITDA/RAB del 17%, y un EV/EBITDA de 14,5x para Duereti.

Machine Translated by Google

El Anexo 19 muestra los múltiplos de transacción EV/RAB mencionados anteriormente para los operadores de sistemas de transmisión y distribución (que también se resumen en la Tabla 2) frente a los rendimientos EBITDA/RAB de las redes adquiridas. Para mayor coherencia, utilizamos únicamente los múltiplos calculados sobre los últimos estados financieros publicados antes del anuncio de la transacción, o sobre las cifras financieras del ejercicio fiscal en el que se anunció la transacción.

Esto evita depender de las proyecciones de RAB y EBITDA que las partes publicaron al momento del anuncio, lo que tiende a inflar los múltiplos a futuro y a hacerlos parecer más baratos. La única excepción es Caruna, donde no se reveló el RAB y estimamos la cifra del año fiscal 2025 a partir de la propia estimación de Iberdrola para el año fiscal 2027. En general, parece existir una correlación bastante buena entre los múltiplos de transacción pagados y los rendimientos de EBITDA recibidos, lo que ayuda a explicar por qué las redes de distribución obtienen múltiplos de transacción más altos que las redes de transmisión.

Exposición 19 Transacciones en la red eléctrica: Múltiplos frente a Devoluciones



Source: Company information, Gabelli Funds

Machine Translated by Google

Gabelli & Partners
Voltastr. 61
8044 Zúrich
Suiza
www.gabelli.com

24 de agosto de 2026

GABELLI FUNDS

E.ON: El principal operador de sistemas de distribución eléctrica de Alemania.

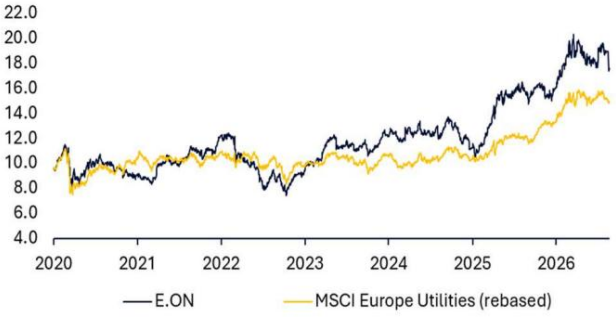
Con sede en Essen, Alemania, E.ON gestiona redes de distribución de electricidad y gas natural en toda Europa y suministra energía eléctrica y gas a pequeñas y medianas empresas, así como a clientes residenciales, comerciales e industriales. E.ON opera en tres segmentos de negocio: «Redes energéticas», «Soluciones de infraestructura energética» y «Comercialización de energía».

Como operador de sistemas de distribución (DSO) regulado, el segmento «Redes de Energía» gestiona redes de distribución de electricidad y gas en Alemania, Suecia, República Checa, Polonia, Eslovaquia, Hungría, Croacia, Rumanía y Turquía. La base de activos regulados (RAB) del segmento se valoró en 48.000 millones de euros al cierre del ejercicio fiscal 2025, de los cuales 43.000 millones correspondían a la RAB de la red eléctrica y 5.000 millones a la de la red de gas. Este negocio regulado generó la mayor parte del EBITDA del grupo (77 %) en 2025, pero solo alrededor del 30 % de los ingresos del grupo.

El segmento de «Soluciones de Infraestructura Energética» desarrolla infraestructuras energéticas sostenibles para sistemas de calefacción y refrigeración urbana en distritos y para clientes comerciales e industriales. Este segmento también desarrolla productos y servicios para un uso más eficiente de la electricidad, así como sistemas de almacenamiento de energía en baterías. Si bien Infraestructura Energética es el segmento de negocio más pequeño de E.ON en términos de ingresos y contribución al EBITDA (solo un 3 % y un 6 %, respectivamente, en 2025), generó un atractivo margen de EBITDA de aproximadamente el 21 % en ese mismo año.

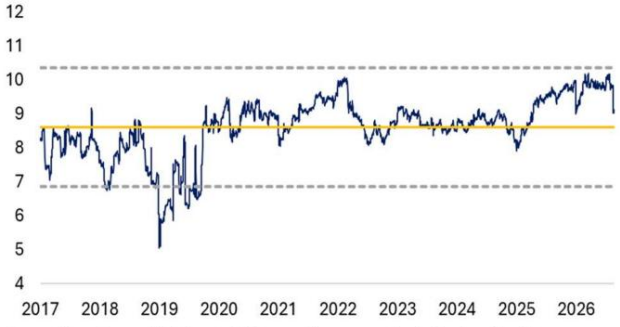
El negocio de "Distribución Minorista de Energía" suministra electricidad y gas a clientes residenciales, comerciales e industriales en toda Europa (principalmente en Alemania, el Reino Unido y los Países Bajos). Al ser un negocio de alto volumen pero bajo margen, este segmento generó la mayor parte de los ingresos del grupo (67%) en 2025, pero contribuyó solo con el 17% del EBITDA del grupo y registró el margen EBITDA más bajo, de tan solo el 3,2%, entre los negocios de E.ON en 2025. Sin embargo, como fuente de ingresos estable, ayuda a financiar el negocio de "Redes Energéticas" de E.ON, que requiere una gran inversión de capital.

Anexo 20. Rentabilidad del precio de las acciones (€)



Source: LSEG (last data point 21 August 2026)

Anexo 21 EV/EBITDA a 1 año



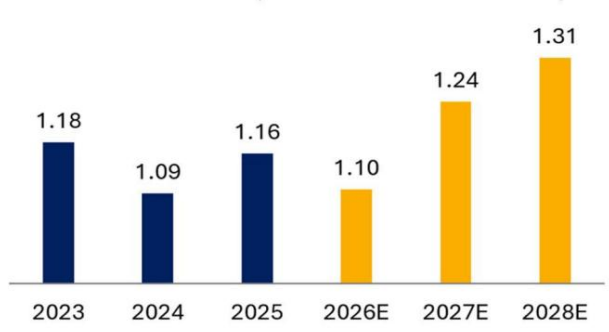
Source: Bloomberg until 21 August 2026; upper / lower range is + / - 2 stdev of the LT average

Anexo 22 PER a futuro a 1 año (x)



Source: Bloomberg until 21 August 2026; upper / lower range is + / - 1 stdev of the LT average

Anexo 23 BPA € (Tasa de crecimiento anual compuesta 2025-28: 4,2%)



Source: Forecasts based on LSEG consensus estimates

Machine Translated by Google

Gabelli & Partners
Voltastr. 61
8044 Zúrich
Suiza
www.gabelli.com

Grupo Elia: Opera sistemas de transmisión de electricidad en Bélgica y Alemania.

Elia Group, con sede en Bruselas (Bélgica), es un operador de sistemas de transmisión de electricidad de alta tensión (TSO) con presencia en Bélgica y Alemania. Elia se organiza y presenta sus resultados financieros en tres segmentos de negocio: «Elia Transmission - Bélgica», «50Hertz Transmission - Alemania» y «Non-Regulated and Nemo Link».

El segmento "Elia Transmission - Belgium (ETB)" es el único operador de sistemas de transmisión (TSO) de Bélgica para la transmisión de electricidad de alta y extra alta tensión, impulsando la transición energética del país con una red altamente interconectada. A finales de 2024, casi el 60 % de la capacidad de generación de energía instalada en su área de red controlada provenía de fuentes de energía renovables conectadas, y ETB tiene como objetivo satisfacer un aumento del 50 % en la demanda de energía para 2032. ETB generó alrededor del 36 % de los ingresos del grupo y el 38 % del EBITDA del grupo en 2025.

La filial «50Hertz Transmission - Germany» es una de las cuatro operadoras de sistemas de transmisión (TSO) de Alemania, que gestiona una red de extra alta tensión en el norte y el este del país (incluidos Berlín, Brandeburgo, Sajonia, Sajonia-Anhalt y Turingia) con el objetivo de cubrir el 100 % del consumo anual de electricidad en su área de control con energías renovables para 2032 (frente a aproximadamente el 69 % de la capacidad de generación eléctrica instalada procedente de energías renovables en su área de red en 2024). En 2025, 50Hertz representó aproximadamente el 63 % de los ingresos del grupo y el 64 % del EBITDA del grupo.

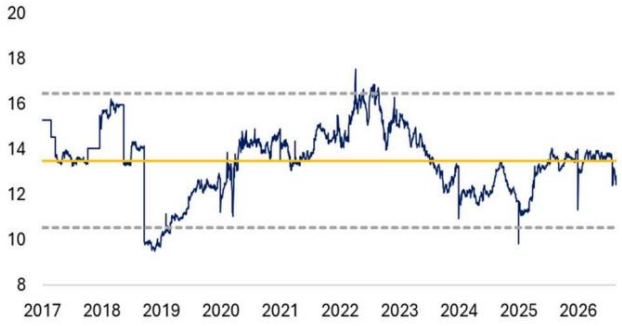
La división «No regulada y Nemo Link» comprende las empresas internacionales de Elia, como WindGrid, que desarrolla soluciones internacionales de transmisión de electricidad (incluida una participación en «energyRe Giga» en EE. UU.), y Elia Grid International, una consultora de ingeniería global especializada en la transmisión de energía en alta mar. El Nemo Link es un interconector submarino de corriente continua de alta tensión (HVDC), operado conjuntamente por ETB y National Grid para la transmisión de electricidad entre Bélgica y el Reino Unido. Esta pequeña división resulta insignificante en el contexto del grupo, ya que representó tan solo el 1 % de sus ingresos y registró una pérdida de EBITDA de 38 millones de euros en 2025.

Anexo 24. Rentabilidad de las acciones (€)



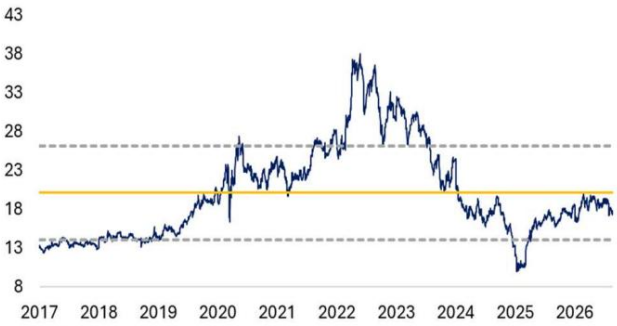
Source: LSEG (last data point 21 August 2026)

Anexo 25 EV/EBITDA a 1 año



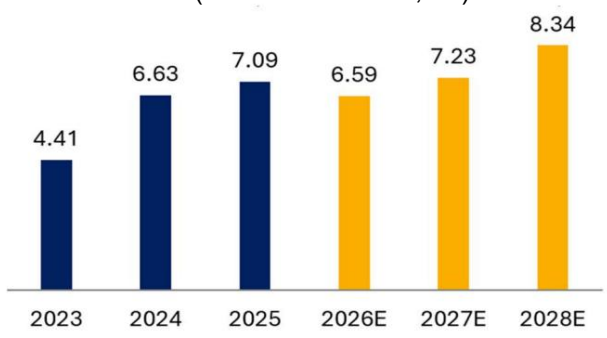
Source: Bloomberg until 21 August 2026; upper / lower range is + / - 2 stdev of the LT average

Anexo 26 PER a futuro a 1 año (x)



Source: Bloomberg until 21 August 2026; upper / lower range is + / - 1 stdev of the LT average

Anexo 27 BPA € (CAGR 2025-28: 5,6%)



Source: Forecasts based on LSEG consensus estimates

Machine Translated by Google

Gabelli & Partners
Voltastr. 61
8044 Zúrich
Suiza
www.gabelli.com

24 de agosto de 2026

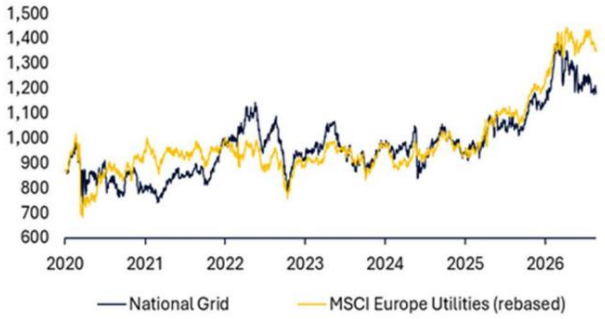
National Grid: Operador británico de transmisión y distribución con amplia presencia en EE. UU. Con sede en Londres, Reino Unido, National Grid se dedica a la transmisión y distribución de electricidad en el Reino Unido y de electricidad y gas en los Estados Unidos. National Grid se organiza y presenta sus resultados financieros en cinco segmentos de negocio: «Transmisión de electricidad en el Reino Unido», «Distribución de electricidad en el Reino Unido», «Nueva Inglaterra en EE. UU.», «Nueva York en EE. UU.» y «National Grid Ventures».

El segmento «Transmisión de electricidad en el Reino Unido» es un operador de sistemas de transmisión (TSO) del Reino Unido, propietario y operador de la red de transmisión de electricidad de alta tensión en Inglaterra y Gales. El TSO del Reino Unido representó el 16 % de los ingresos del grupo y el 28 % del EBITDA del grupo en 2025. El negocio de «Distribución de electricidad en el Reino Unido» es un operador de red de distribución (DNO) del Reino Unido, que gestiona la mayor red de distribución de electricidad del Reino Unido tras la adquisición de Western Power Distribution en 2021. El DNO del Reino Unido generó el 11 % de los ingresos del grupo y el 19 % del EBITDA del grupo en 2025.

La empresa “US New England” opera y posee redes de distribución de electricidad y gas (como operador de la red de distribución) en Massachusetts, así como redes de transmisión de electricidad en Massachusetts, New Hampshire y Vermont.
Este segmento de Nueva Inglaterra es principalmente un operador de transmisión (TSO) y generó alrededor del 24 % de los ingresos del grupo y el 17 % del EBITDA del grupo en 2025. El segmento «EE. UU.-Nueva York» posee y opera redes de transmisión de electricidad (como TSO), así como redes de distribución de electricidad y gas (como DSO) en el norte y el sur del estado de Nueva York. El negocio en Nueva York es principalmente un DSO, que generó alrededor del 43 % de los ingresos del grupo y el 31 % del EBITDA del grupo en 2025.

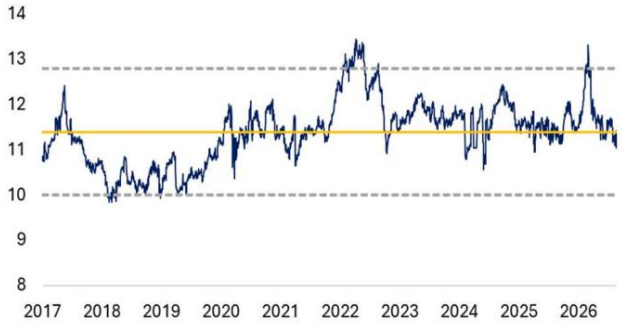
La división «National Grid Venture» desarrolla y opera proyectos energéticos a gran escala en el Reino Unido y Estados Unidos (interconexiones eléctricas, generación de energía y almacenamiento de baterías). Este segmento es relativamente pequeño y generó solo alrededor del 7 % de los ingresos del grupo y el 4 % del EBITDA del grupo en 2025.

Anexo 28. Rentabilidad de las acciones (€)



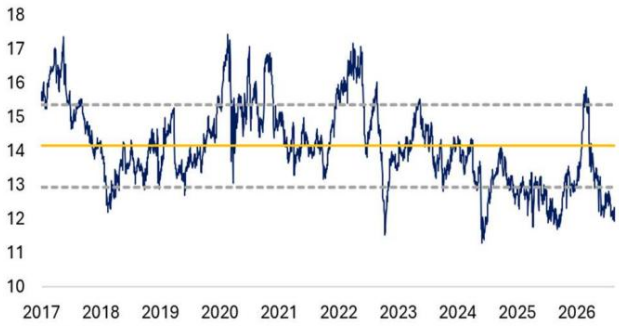
Source: LSEG (last data point 21 August 2026)

Anexo 29 EV/EBITDA a 1 año



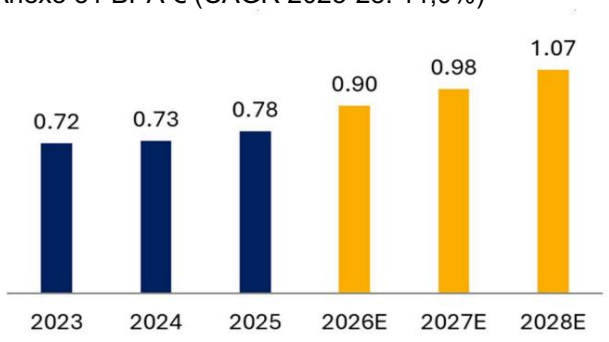
Source: Bloomberg until 21 August 2026; upper / lower range is + / - 2 stdev of the LT average

Anexo 30 PER a futuro a 1 año (x)



Source: Bloomberg until 21 August 2026; upper / lower range is + / - 1 stdev of the LT average

Anexo 31 BPA € (CAGR 2025-28: 11,0%)



Source: Forecasts based on LSEG consensus estimates

Machine Translated by Google

Gabelli & Partners
Voltastr. 61
8044 Zúrich
Suiza
www.gabelli.com

Redeia: La empresa líder en redes de transmisión en España

Redeia, con sede en Madrid, España, es propietaria y operadora, a través de Red Eléctrica de España, de las redes de transmisión eléctrica de alta tensión, y es responsable del desarrollo, mantenimiento y mejora de las instalaciones de la red. Redeia opera en tres segmentos de negocio: «Infraestructuras Eléctricas – España», «Infraestructuras Eléctricas – Internacional» y «Telecomunicaciones».

El segmento «Infraestructuras Eléctricas – España» opera y gestiona la red de transmisión eléctrica española como operador de sistemas de transmisión (TSO, por sus siglas en inglés). Este segmento constituye el negocio principal de Redeia, representando aproximadamente el 85 % de los ingresos del grupo y el 80 % de su EBITDA.

La división de "Infraestructuras Eléctricas Internacionales" es un operador de sistemas de transmisión (TSO) que gestiona y opera infraestructuras eléctricas internacionales en Perú, Chile y Brasil. El negocio de transmisión internacional representa aproximadamente el 5% de los ingresos del grupo y el 8% de su EBITDA.

El segmento de "Telecomunicaciones" comprende el negocio de fibra óptica, que opera principalmente redes de fibra óptica y servicios de telecomunicaciones en España, así como el negocio de 5G, que desarrolla emplazamientos de telecomunicaciones para redes móviles 5G. Este negocio de telecomunicaciones representa aproximadamente el 10 % de los ingresos y el EBITDA del grupo.

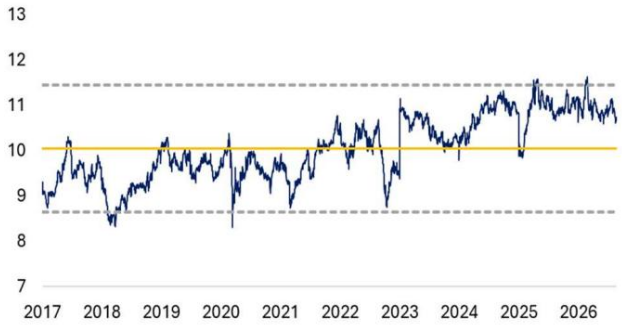
Los dos segmentos de negocio de Redeia, denominados "Infraestructuras Eléctricas", son operadores de sistemas de transmisión regulados tanto en España como a nivel internacional. Redeia vendió su filial de satélites y telecomunicaciones, Hispasat, a Indra a un múltiplo EV/EBITDA de 7,7 en 2025. Tras la venta de Hispasat y Reintel, el plan de salida de Redeia del sector de las telecomunicaciones parece haberse completado y las futuras inversiones de capital deberían canalizarse principalmente hacia su negocio de redes reguladas en España para financiar los ambiciosos planes de crecimiento de la compañía en materia de inversiones de capital.

Anexo 32. Evolución del precio de las acciones (€)



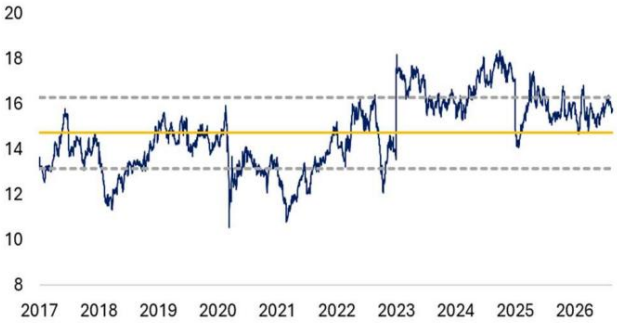
Source: LSEG (last data point 21 August 2026)

Anexo 33 EV/EBITDA a 1 año



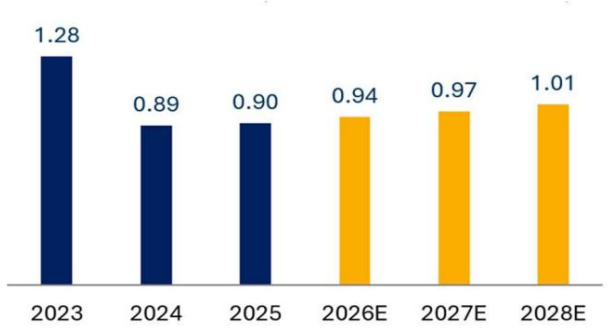
Source: Bloomberg until 21 August 2026; upper / lower range is + / - 2 stdev of the LT average

Anexo 34 PER a futuro a 1 año (x)



Source: Bloomberg until 21 August 2026, upper / lower range is + / - 1 stdev of the LT average

Anexo 35 BPA € (CAGR 2025-28: 3,7%)



Source: Forecasts based on LSEG consensus estimates

Machine Translated by Google

Gabelli & Partners
Voltastr. 61
8044 Zúrich
Suiza
www.gabelli.com

Terna: Operador de la red de transmisión eléctrica de Italia

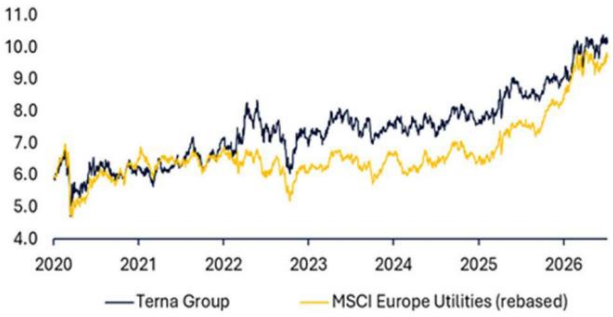
Con sede en Roma, Italia, Terna es propietaria y operadora de la Red Nacional de Transmisión de alta y muy alta tensión de Italia y, como operador del sistema de transmisión (TSO), transmite y distribuye electricidad en todo el país. Terna está organizada en dos unidades de negocio: «Actividades Reguladas» y «Actividades No Reguladas». Las «Actividades Reguladas» generan la mayor parte de los ingresos del grupo (80 % en el ejercicio fiscal 2025) y del EBITDA del grupo (95 %).

Las "Actividades Reguladas" de Terna se dividen en dos segmentos de negocio: "Transmisión" –planificación, desarrollo y mantenimiento de la red de transmisión eléctrica de Italia– y "Despacho" –mantenimiento del equilibrio entre la demanda y la oferta de electricidad en Italia–. Estas "Actividades Reguladas" están bajo la jurisdicción de la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medio Ambiente de Italia (ARERA).

Las "Actividades No Reguladas" de Terna comprenden tres actividades comerciales: Primero, "Equipos", que opera a través de dos empresas, el Grupo Tamini (transformadores de potencia para redes de transmisión y distribución de electricidad) y el Grupo Brugg Cables (productos de muy alta tensión, cables eléctricos de todas las tensiones y accesorios para cables de alta y muy alta tensión). Segundo, "Conectividad", que proporciona infraestructura de fibra óptica, instalada en los cables de tierra de las líneas eléctricas de la red eléctrica italiana. Tercero, "Servicios Energéticos", que opera a través del recién creado Grupo Altenia, que proporciona operación, gestión y repotenciación de plantas solares.

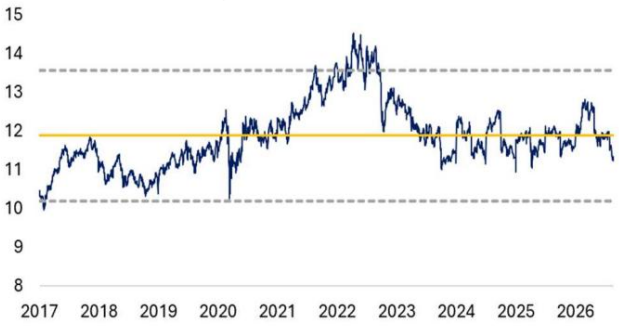
El consejero delegado de Terna, Pasqualino Monti, se incorporó a la empresa en mayo de 2026, sucediendo a Giuseppina Di Foggia, quien ocupó el cargo desde mayo de 2023 hasta mayo de 2026, fecha en la que pasó a presidir Eni. Antes de Terna, Monti fue consejero delegado y director de ENAV SpA, proveedor italiano de servicios de navegación aérea. El director financiero de Terna, Francesco Beccali, se unió a la empresa en 2011 y ocupa el cargo desde septiembre de 2023. Anteriormente, desempeñó funciones en BNP Paribas, BNL y Cofiri.

Anexo 36. Evolución del precio de las acciones (€)



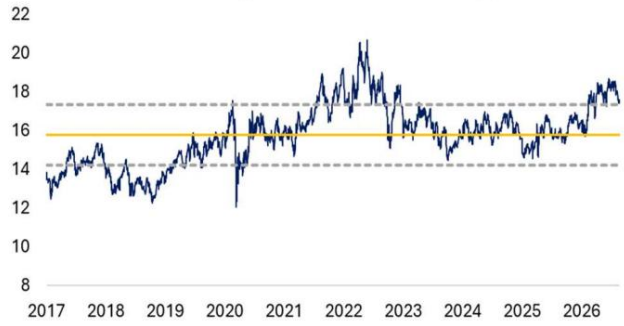
Source: LSEG (last data point 21 August 2026)

Anexo 37 EV/EBITDA a 1 año



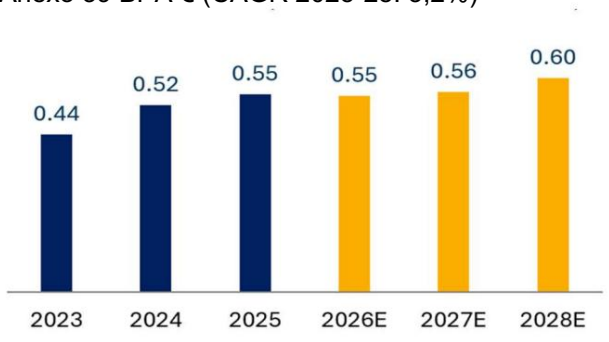
Source: Bloomberg until 21 August 2026; upper / lower range is + / - 2 stdev of the LT average

Anexo 38 PER a futuro a 1 año (x)



Source: Bloomberg until 21 August 2026; upper / lower range is + / - 1 stdev of the LT average

Anexo 39 BPA € (CAGR 2025-28: 3,2%)



Source: Forecasts based on LSEG consensus estimates

Machine Translated by Google

Tabla 3

Tabla comparativa de rendimiento y valoración

Compañía	País/ Estado	Precio actual	Participación Acumulada en el Año rentabilidad	Capitalización de Mercado (miles de millones de USD)	2025A EPS	2026E EPS	2027P EPS	2028P EPS	CAGR 2025-28	2027P P/U	2027P EV/Margen EBITDA	27 EBITDA	27 DEUDA/ EBITDA	Dividendo Producir
Europa														
Generación de energía														
Acciona Energía	España	20,94 euros	-6,5%	7.92	2.13	0,79	0,68	0,76	-29,0%	31,0x	9,7x	39,8%	3.0x	0,1%
EDPR	Portugal	" 13,72	14,0%	16,68	0,21	0,46	0,48	0,54	37,6%	28,5x	11.3x	76,6%	3,7x	0,9%
Fortum	Finlandia	" 20,13	10,7%	20,81	0,82	1.02	0,99	1.00	6.7%	20.4x	13.1x	25,1%	1.1x	3,7%
Orsted	Dinamarca	DKK 138,3	13,0%	27,92	6.05	8.27	9.01	9,42	15,9%	15,3x	8.5x	37,2%	1.2x	0,0%
RWE	Alemania	EUR 57,84	27,8%	52,05	17,08	2.48	2.90	3.28	3,54	12,6%	17,6x	8,7x	32,0%	1,9x	2,1%
Solaria Energía	España	"	-5,9%	2,63	1.10	1.38	1,78	3,40	45,7%	9,6x	10,4x	91,1%	3,4x	0,0%
Promedio									14,9%	20.4x	10.3x	50,3%	2,4x	1,1%
Servicios públicos integrados (generación de energía y distribución de electricidad)														
A2A	Italia	2,28 euros	-1,1%	8.37	0,22	0,21	0,23	0,22	0.2%	10,0x	5.1x	19,5%	2.2x	4,6%
BKW	Suiza	CHF 125,1	-25,7%	8,26	6,77	8,77	7,67	8,62	8.4%	16,3x	8.3x	20,1%	1.2x	3,0%
Centrica	Reino Unido	GBp 154,4	-9,0%	9,75	11.2	11.6	13.0	15.0	10.4%	11.8x	5.4x	6,4%	-0,5x	3,7%
CEZ	República Checa	CZK 1.376	6,3%	35,81	52.4	67.4	59.5	50,7	- ,1%	23,1x	9.5x	35,3%	2,3x	3,1%
.....	Portugal	EUR 4,67 España Italia	19,2%	22,62	0,28	0,32	0,31	0,32	4.8%	15,1x	8.2x	30,7%	3,3x	4,4%
Endesa	Francia	" 42,05	37,3%	50,93	2.10	2.37	2.40	2,47	5.5%	17,5x	8.4x	28,4%	1,8x	3,8%
Enel		" 9.53	7,4%	112,87	0,69	0,72	0,75	0,80	4.8%	12,7x	7.5x	29,1%	2,6x	5,1%
Engie		" 25,29	12,9%	74,51	1,95	1,99	2.08	2,20	4.0%	12,2x	7.8x	19,8%	3.1x	4,1%
Iberdrola	España	" 20.09	8,8%	155,88	0,91	1.00	1.07	1,14	7.9%	18,9x	11.1x	37,0%	3,3x	3,4%
SSE	Reino Unido	2.388 libras	9,6%	39,19	153,5	183,3	208,7	231,6	14,7%	11,4x	8.6x	38,9%	2,6x	2,9%
Verbund	Austria	" esterlinas, 58,75	5,2%	11.57	4.29	2,95	3,94	3,45	-7,0%	14,9x	8.9x	34,3%	1,3x	5,4%
									4,8%	14,9x	8.1x	27,2%	2.1x	3,9%
Transmisión y distribución de electricidad promedio														
Elia Group Bélgica	E.ON Alemania	Reino Unido EUR 127,0	15,8%	16,05	7.09	6.59	7.23	8,34	5.6%	17,6x	12,3x	43,2%	6,5x	1,6%
		" 17.55	8,8%	53,71	1.16	1.10	1,25	1,31	4,2%	14,1x	9.1x	12,2%	4.4x	3,2%
Red eléctrica nacional		1.175 libras	2,9%	80,15	78.0	89.9	97,9	106,7	11,0%	12,0x	10.8x	49,9%	4,6x	4,1%
Redeia Corp	España	esterlinas 15,20 euros	0,2%	9.57	0,90	0,93	0,97	1,01	3,7%	15,7x	11,4x	74,6%	4,5x	5,3%
Terna	Italia	" 9,87	9,1%	23,04	0,55	0,55	0,56	0,60	3,2%	17,5x	11,5x	66,1%	4.8x	4,0%
Promedio									5,5%	15,4x	11.0x	49,2%	5.0x	3,7%
Transporte de gas														
Enagas	España	EUR 16,86	28,2%	5,13	1.02	0,91	1.10	1,08	1,8%	15,3x	9.3x	78,9%	3.8x	9,5%
Italia	Italia	" 8.83	-7,2%	10.42	0,66	0,74	0,80	0,88	9.9%	11,1x	9.2x	78,8%	4,7x	4,9%
Snam	"	" 5.84	3,2%	22,80	0,42	0,43	0,44	0,46	3,2%	13,4x	11.2x	77,5%	5.8x	5,2%
Promedio									4,9%	13,2x	9.9x	78,4%	4.8x	6,5%
Servicios de agua														
Pendón	Reino Unido	GBp 463,2	-12,2%	2,98	3.130	12,2%	(10.0)	32.0	37.0	42,0	NM	12,5x	10.8x	43,4%	7.3x	6,3%
Severn Trent	"	" 12,86	1.427	19,5%	14,43	184,4	203,2	252,8	270,0	13,6%	12,4x		11.2x	53,0%	6.2x	4,0%
Servicios Públicos Unidos		"				107,1	103,5	106,6	109,0	0,6%	13,4x		11,5x	61,1%	5.9x	3,8%
Promedio									7,1%	12,8x	11.2x	52,5%	6,5x	4,7%

Fuente: Precios de las acciones al 24 de agosto de 2026; todas las previsiones financieras y valoraciones se basan en las estimaciones de consenso de LSEG.

Machine Translated by Google

Jens Zimmermann, CFA
jzimmermann@gabelli.com

©Gabelli Funds 2026

ejemplos citados se basan en información pública y no garantizamos su exactitud ni su utilidad como precedente. Las opiniones de los analistas de investigación están sujetas a cambios en cualquier momento en función de las condiciones del mercado y otras circunstancias. La información contenida en este informe representa las opiniones de los analistas de investigación individuales a la fecha de este documento y no pretende ser una previsión de eventos futuros, una garantía de resultados futuros ni un asesoramiento de inversión. Las opiniones expresadas pueden diferir de las de otros analistas de investigación o de la empresa en su conjunto.

Al 30 de junio de 2026, las filiales de GAMCO Investors, Inc. poseían, como beneficiarios, menos del 1% de todas las empresas mencionadas.

Los fondos que invierten en un solo sector, como el de servicios públicos, pueden estar sujetos a una mayor volatilidad que los fondos que invierten de forma más diversificada. El sector de servicios públicos puede verse afectado significativamente por la regulación gubernamental, las dificultades de financiación, la oferta o la demanda de servicios o la conservación de combustibles y recursos naturales. El valor de las acciones de servicios públicos cambia a medida que cambian los tipos de interés a largo plazo.

Los inversionistas deben considerar cuidadosamente los objetivos de inversión, los riesgos, las comisiones y los gastos del Fondo antes de invertir. El prospecto, que contiene información más completa sobre estos y otros asuntos, debe leerse detenidamente antes de invertir. Para obtener un prospecto, llame al 800 GABELLI o visite www.gabelli.com.

Los rendimientos mostrados corresponden al desempeño pasado y no garantizan resultados futuros. El desempeño actual puede ser inferior o superior a los datos citados. El rendimiento de la inversión y el valor del capital fluctuarán, por lo que, al momento del reembolso, las acciones pueden valer más o menos que su costo original. Para obtener la información más reciente sobre el desempeño al cierre del mes y un prospecto, llame al 800-GABELLI o visite www.gabelli.com.

Distribuido por G.distributors, LLC., un corredor de bolsa registrado y miembro de FINRA.

Este documento técnico no constituye una oferta de venta de ningún valor ni una solicitud de oferta de compra de ningún valor.

Para obtener más información, visite nuestro sitio web en: www.gabelli.com o llame al: 800-GABELLI

800-422-3554 • 914-921-5000 • Fax 914-921-5098 • info@gabelli.com

Gabelli Funds, LLC es un asesor de inversiones registrado ante la Comisión de Bolsa y Valores (SEC) y es una subsidiaria de propiedad total de GAMCO Investors, Inc. (OTCQX: GAMI).