



Capital Markets Day

**Dentro de la red: análisis en
profundidad de las redes**

EXONERACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Este documento ha sido elaborado por Iberdrola, S.A. únicamente para su uso durante la presentación “Capital Markets Day” que tendrá lugar el 24 de septiembre de 2025. En consecuencia, no podrá ser divulgado ni hecho público ni utilizado, parcial o totalmente, por ninguna otra persona física o jurídica con una finalidad distinta a la arriba expresada sin el consentimiento expreso y por escrito de Iberdrola, S.A.

Iberdrola, S.A. no asume ninguna responsabilidad por el contenido del documento si este es utilizado con una finalidad distinta a la expresada anteriormente.

Al leer este documento, el lector toma razón y acepta el contenido de este aviso.

La información y cualesquiera de las opiniones y afirmaciones contenidas en este documento no han sido verificadas por terceros independientes y, por lo tanto, ni implícita ni explícitamente se otorga manifestación o garantía alguna sobre la imparcialidad, precisión, exhaustividad o corrección de la información o de las opiniones y afirmaciones que en él se expresan, no pudiendo por tanto confiar en su contenido bajo ningún concepto.

Ni Iberdrola, S.A., ni sus filiales u otras compañías del grupo Iberdrola o sociedades participadas por Iberdrola, S.A. asumen responsabilidad de ningún tipo, con independencia de que concurra o no negligencia o cualquier otra circunstancia, respecto de los daños o pérdidas que puedan derivarse de cualquier uso de este documento o de sus contenidos o de la confianza que se haya depositado en ellos. Ni este documento ni ninguna parte del mismo constituyen un documento de naturaleza contractual, ni podrán ser utilizados para integrar o interpretar ningún contrato, acuerdo o cualquier otro tipo de compromiso. La información contenida en este documento sobre el precio al cual han sido comprados o vendidos los valores emitidos por Iberdrola, S.A., o sobre el rendimiento de dichos valores, no puede tomarse como base para interpretar el comportamiento futuro de los valores emitidos por Iberdrola, S.A. En particular, las declaraciones o manifestaciones respecto al rendimiento histórico no pretenden dar a entender que el rendimiento futuro, la cotización de la acción o los resultados futuros (incluido el beneficio por acción) de un periodo dado vayan a coincidir o superar necesariamente los de un periodo anterior. Nada de lo reflejado en este documento se debe interpretar como una previsión de beneficios.

INFORMACIÓN IMPORTANTE

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo previsto en el Reglamento (UE) 2017/1129 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de junio de 2017, sobre el folleto que debe publicarse en caso de oferta pública o admisión a cotización de valores en un mercado regulado y por el que se deroga la Directiva 2003/71/CE y su normativa de desarrollo.

Además, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores, ni una solicitud de voto alguno o aprobación en ninguna otra jurisdicción.

Las acciones de Iberdrola, S.A. no pueden ser ofrecidas o vendidas en los Estados Unidos de América, salvo si dicha oferta o venta se efectúa a través de una declaración de notificación efectiva de las previstas en la Securities Act de 1933 o al amparo de una exención válida del deber de notificación.

Las acciones de Iberdrola, S.A. no pueden ser ofrecidas o vendidas en Brasil, salvo previo el registro de Iberdrola, S.A. como un emisor extranjero de valores negociables y el registro de una oferta pública de valores que representen sus acciones (depository receipts), de acuerdo con lo dispuesto en la Ley del Mercado de Valores de 1976 (Ley Federal número 6.385 de 7 de diciembre de 1976, en su redacción actual), o al amparo de una exención de registro de la oferta.

Este documento y la información contenida en el mismo han sido preparados por Iberdrola, S.A. en relación, exclusivamente, con la presentación “Capital Markets Day” que tendrá lugar el 24 de septiembre de 2025. La información financiera contenida en este documento ha sido preparada y se presenta de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (International Financial Reporting Standards, IFRS o “NIIF”).

Este documento no contiene, y la información incluida en el mismo no constituye, un anuncio, una declaración o una publicación relativa a los beneficios de Neoenergía S.A. (“Neoenergía”) o a sus resultados financieros. Ni Neoenergía ni sus filiales asumen responsabilidad de ningún tipo por la información contenida en este documento. Para obtener información financiera de Neoenergía, por favor, consulte el apartado de relaciones con inversores de su página web corporativa (<https://ri.neoenergia.com/>) y la página web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores brasileña (Comissão de Valores Mobiliários, CVM) (www.cvm.gov.br).

AFIRMACIONES O DECLARACIONES CON PROYECCIONES DE FUTURO

Esta comunicación contiene información y afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro sobre Iberdrola, S.A. Tales declaraciones incluyen proyecciones y estimaciones financieras con sus presunciones subyacentes, declaraciones relativas a planes, objetivos, y expectativas en relación con operaciones futuras, inversiones, sinergias, productos y servicios, y declaraciones sobre resultados futuros. Las declaraciones con proyecciones de futuro no constituyen hechos históricos y se identifican generalmente por el uso de términos como “espera,” “anticipa,” “cree,” “pretende,” “estima” y expresiones similares.

En este sentido, si bien Iberdrola, S.A. considera que las expectativas recogidas en tales afirmaciones son razonables, se advierte a los inversores y titulares de las acciones de Iberdrola, S.A. de que la información y las afirmaciones con proyecciones de futuro están sometidas a riesgos e incertidumbres, muchos de los cuales son difíciles de prever y están, con carácter general, fuera del control de Iberdrola, S.A., riesgos que podrían provocar que los resultados y desarrollos reales difieran significativamente de aquellos expresados, implícitos o proyectados en la información y afirmaciones con proyecciones de futuro. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos identificados en los documentos enviados por Iberdrola, S.A. a la Comisión Nacional del Mercado de Valores y que son accesibles al público.

Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro se refieren exclusivamente a la fecha en la que se manifestaron, no constituyen garantía alguna de resultados futuros y no han sido revisadas por los auditores de Iberdrola, S.A. Se recomienda no tomar decisiones sobre la base de afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro. La totalidad de las declaraciones o afirmaciones de futuro reflejadas a continuación emitidas por Iberdrola, S.A. o cualquiera de sus consejeros, directivos, empleados o representantes quedan sujetas, expresamente, a las advertencias realizadas. Las afirmaciones o declaración con proyecciones de futuro incluidas en este documento están basadas en la información disponible a la fecha de esta comunicación. Salvo en la medida en que lo requiera la ley aplicable, Iberdrola, S.A. no asume obligación alguna -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de actualizar públicamente sus afirmaciones o revisar la información con proyecciones de futuro.

Iberdrola, S.A. se compromete a hacer sus mejores esfuerzos para cumplir su ambición de alcanzar la neutralidad en carbono para sus Alcances 1 y 2 en el año 2030. Para ello, alineará su estrategia, inversiones, operaciones y posicionamiento público con la misma. Adicionalmente, Iberdrola, S.A. también asume el compromiso de afrontar la transición energética asegurando la creación de valor para sus accionistas, empleados, clientes, proveedores y comunidades donde opera. Por tanto, Iberdrola, S.A. se reserva la capacidad de adaptar su planificación para afrontar con éxito el desempeño en importantes aspectos materiales como son el valor de Iberdrola, S.A., la calidad de suministro o las condiciones socio-laborales y de transición justa. Los compromisos a los que se ha hecho referencia anteriormente tienen carácter aspiracional.



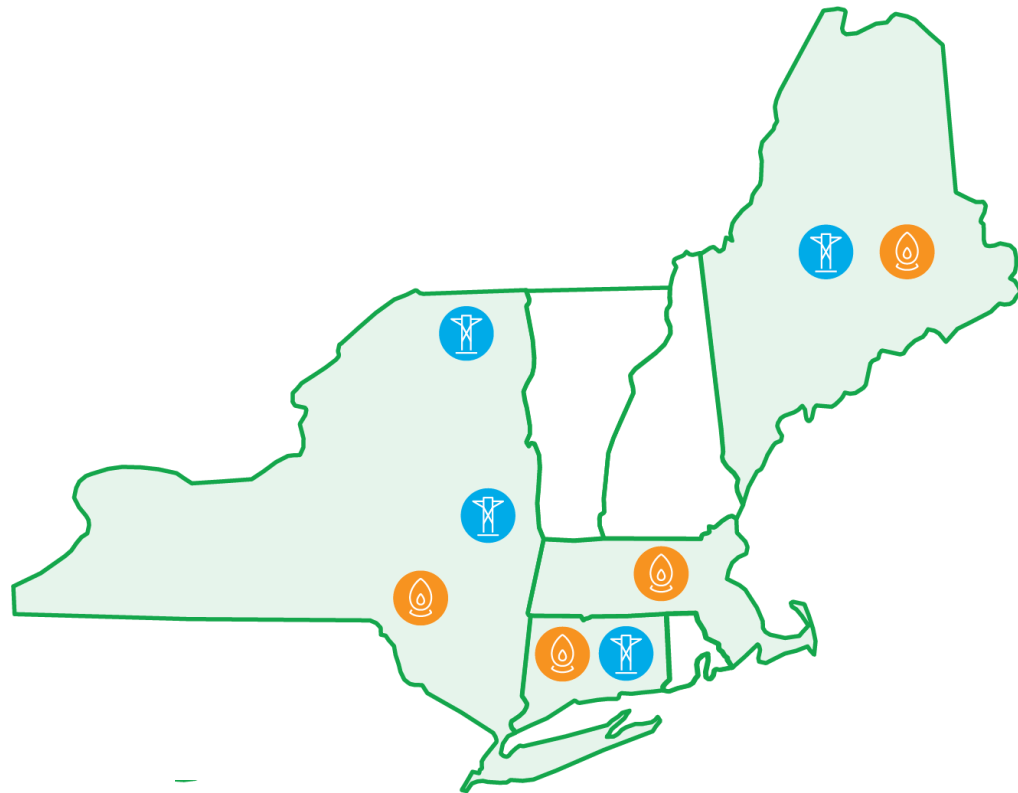
Inversiones en redes de EE. UU.



Redes de EE. UU. Plan a largo plazo

José Antonio Miranda
Avangrid CEO

8 compañías reguladas en Nueva York, Maine, Connecticut y Massachusetts



Electric utility



Natural gas utility



POBLACIÓN SERVIDA

- 10 millones de personas



BASE TARIFARIA

- Base tarifaria de **15.100 M\$** ⁽¹⁾
- **8.300 M\$** Nueva York
- **3.200 M\$** Maine
- **3.400 M\$** Connecticut
- **200 M\$** Massachusetts



ELECTRICIDAD

- **160.000** km de líneas de distribución aéreas y subterráneas
- **15.000** km de líneas de transmisión
- **822** subestaciones



GAS

- **43.000** km de distribución y
- **200** km de transmisión

Mejores resultados regulatorios

- ✓ **Marcos Tarifarios plurianuales aprobados** en múltiples jurisdicciones
- ✓ **Logrados ROE autorizados** en casi todas las jurisdicciones

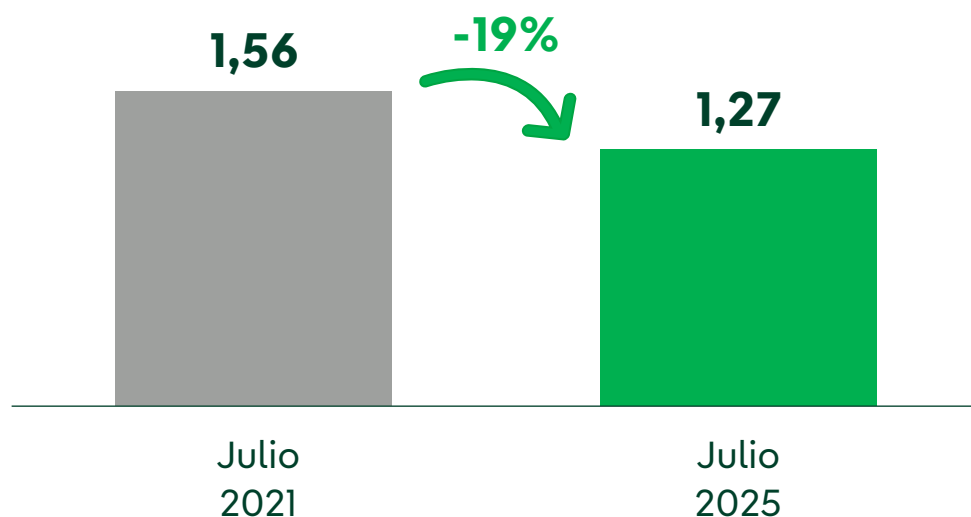
Evolución de NECEC

- ✓ **Problemas heredados resueltos** y negociación para aumentar los ingresos del proyecto
- ✓ **Construcción completada;** trabajos de puesta en marcha

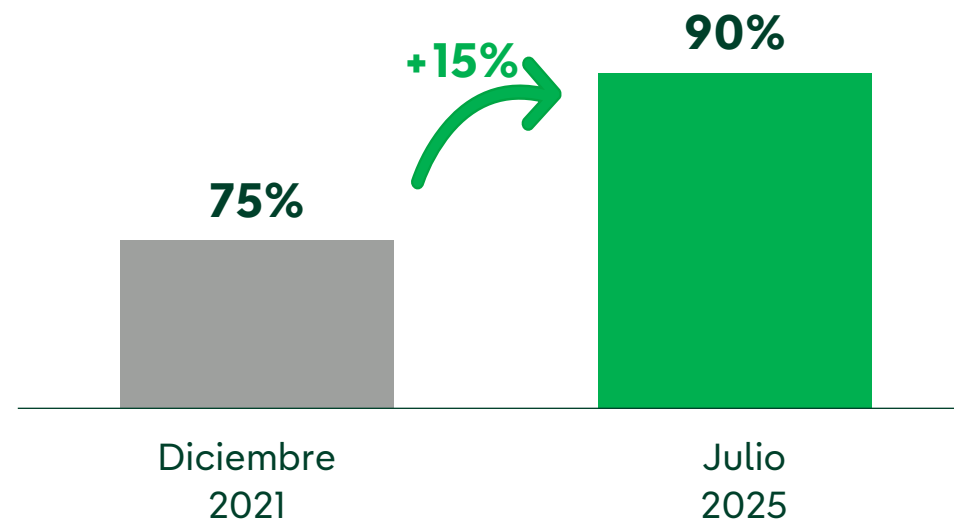
Mayor rendimiento financiero

- ✓ **Logrando resultados:** Beneficio neto ajustado de redes de 769 M\$ en 2024 (+16% frente a 2021)
- ✓ **Mejora de la generación de efectivo** con medidas adicionales (i.e. **782 M\$** titulización de costes de tormentas en NY)

Mejora de la calidad del servicio (SAIDI¹)



Cumplimiento de las métricas de servicio al cliente



Mejora de métricas contribuyendo a consecución de objetivos regulatorios y financieros

1. Índice de duración de interrupción promedio del sistema: mide la duración promedio de la interrupción para cada cliente atendido, generalmente expresada en minutos por año

La inversión en infraestructura de red debe multiplicarse para mayor flexibilidad y resiliencia

Inversiones totales en redes 2025 2028
(Transmisión y distribución)

13.600 M\$

Infraestructura obsoleta
(NY y Nueva Inglaterra)

El **50%** de los equipos de distribución y transmisión **tienen 50+ años**

65%

Crecimiento de demanda
(New York and New England)

Crecimiento promedio del 2% en próximos 5 años (nuevos usos de electricidad como datos e IA) vs. **reducción media de la demanda del 2% en 2019-2024**

20%

Resiliencia

Los nuevos usos requieren **resiliencia adicional**

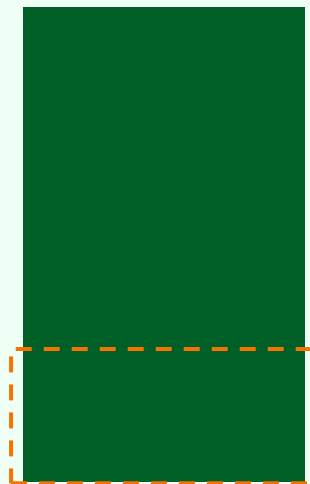
15%

13.600 M\$ en inversiones en redes hasta el 2028, 5.000 M\$ ya aprobados

Inversiones acumuladas en redes 2025-2028 (M\$)

Distribución

6.300



Transporte

7.300



**Inversiones
13.600 M\$**

✓ 5.000 M\$ ya aprobados:

- Powering New York I & II
- Transco NY
- NECEC
- Planes de tarifas en curso

Transmisión: 34,5kV y superior &
Subtransmisión: 11,5 kV – 34,5 kV

Alcanzando los 22.400 M\$ en inversiones en redes en el período 2025-2030



Redes de EE. UU. Panorama regulatorio e inversiones

Kimberly Harriman
CEO Adjunto Avangrid

Inversiones en distribución

Invirtiendo 6.300 M\$ en el período 2025-2028

**6.300 M\$
Inversiones 2025-28**

Nueva York
(5.800 M\$ '24 Base
tarifaria)

- Petición de tarifas en julio. Negociación comienza en noviembre.
- **Nuevas tarifas en vigor: 2Q '26**

60%

Maine
(1.600 M\$ '24 Base
tarifaria)

- Petición de tarifas en sep. Se espera negociación en Q1 2026.
- **Nuevas tarifas en vigor: 3Q '26**

22%

Connecticut
(2.600 M\$ '24 Base
tarifaria)

- **Nuevas tarifas en vigor: UI-D 4Q '25 y CNG/SCG Dic '24**

16%

Massachusetts
(200 M\$ '24 Base
tarifaria)

- **Nuevas tarifas en vigor: 4Q '26**

2%

Recientemente aprobado ROE a National Grid del 9,5% por 3 años en NY

Inversión alcanzando los 10.400 M\$ hasta 2030

Inversiones de 7.300 M\$ en el período 2025-2028, con 5.000 M\$ ya aprobados

7.300 M\$
Inversiones 2025-28

Nueva York (2.500 M\$ '24 Base tarifaria)	Inversión en transporte incluidos en Marcos Tarifarios	Regulado por el Estado	50%
	Proyectos especiales (Powering New York & New York Transco)	Regulado por FERC	18%
Maine (1.600 M\$ '24 Base tarifaria)	CMP Transporte	Regulado por FERC	22%
Connecticut (800 M\$ '24 Base tarifaria)	UI Transporte	Regulado por FERC	10%

Recientemente aprobado a National Grid ROE del 9,5% por 3 años en NY / FERC ROE >10%

Inversiones en transporte alcanzando 12.000 M\$ hasta 2030



Redes de EE. UU. Ejecución operativa

Joseph Purington

Presidente & CEO Avangrid Networks

Necesidades de inversión identificadas

Mejoras de fiabilidad



+24 interconexiones de circuitos

+150 millas conductor trifásico

+4.000

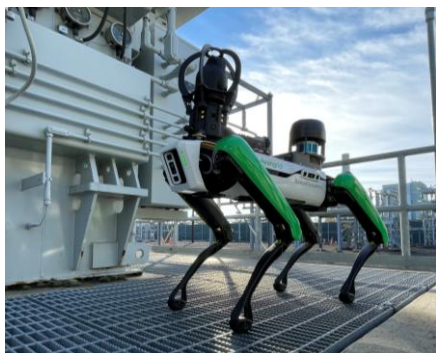
Dispositivos de automatización

+11

Subestaciones modernizadas

+10

Dispositivos dinámicos de compensación reactiva



Aumento de la capacidad

+39 nuevos transformadores de subestación

+25 Mejoras de circuitos



+5

Subestaciones mejoradas

+25

Transformadores de repuesto

+1 subestación



Fortalecimiento del sistema

+200 millas de conductores

+7.000 postes reforzados en 77 circuitos de distribución



+14.000 reemplazos postes de distribución

+2.000 Reemplazos postes de transmisión

+4.500 Reemplazos postes de banda ancha



Estrategia de cadena de suministro centrada en previsibilidad



Proveedores clave

Asociación con 7.000+ proveedores en los 50 estados de los EE. UU.



Planes de tarifas multianuales

Visibilidad a largo plazo y garantía de cadena de suministro para inversiones



Contenido local

- 4.300 M\$ inversión con proveedores americanos en 2024, +16% vs. 2023.
- 96% con proveedores americanos en 2024



Reducción de la exposición arancelaria

Aseguramiento de contenido local (acero de EE. UU.), aceleración de las importaciones y negociación de protecciones contractuales



Capacidad de compra global

- Acceso a red global ante interrupciones en la cadena de suministro (i.e., adquisición de transformadores de distribución de Brasil)
- Implementación de acuerdos marco para atender necesidades recurrentes y maximizar las economías de escala



Anticipación en contactos y construcción

22 proveedores actualmente solicitados para paquetes de ingeniería y construcción de PNY



Adquisición anticipada de componentes críticos con enfoque flexible

Opciones para almacenar/diferir producción para PNY

Organización alineada y lista para satisfacer crecientes necesidades comerciales



Ejecución jurisdiccional sin fisuras

Responsabilidad operativa clara dentro de todas las áreas de servicio.



Estándares consistentes, resultados confiables

Procesos uniformes que garantizan la calidad en todos los proyectos.



Ejecución de Inversiones Integrada

Equipos de ejecución consolidados, incluidas las funciones de apoyo.



Capacidades críticas internas

Retención interna de talento con experiencia para salvaguardar la entrega.



Planificación y programación dedicadas

Equipos especialmente diseñados para impulsar la eficiencia y la previsibilidad.



Fuerza laboral adaptable

Recursos internos para dar soporte al crecimiento en Redes con una sólida asociación con International Brotherhood of Electrical Workers (IBEW).


Enfoque en el rendimiento operativo a través de programas exitosos



Fiabilidad: Construir una red más inteligente, fuerte y resistente

 **Gestión de la vegetación:** Programas de poda de árboles en riesgo

 **Reemplazo de activos obsoletos:** Postes, interruptores y transformadores de distribución

 **IA/Digitalización:** Operaciones innovadoras con mantenimiento predictivo

 **Protección de Animales:** Instalación proactiva de protección contra contactos con animales en el sistema de distribución

 **Proyectos de resiliencia:** en circuitos de bajo rendimiento a través del análisis de datos y la IA


 **24/7:** Llamadas operativas diarias enfocadas en período operativo anterior de 24 horas

Servicio al cliente: mejorar la experiencia del cliente

 **Alertas de apagones:** Informa sobre interrupciones y proporciona tiempo estimado de restauración.

 **eBill & Pagos digitales:** Permite a los clientes administrar y pagar sus facturas en línea.

 **Aumento de recursos:** Contratación de más empleados para mejorar el servicio al cliente.

 **Gestor de energía:** Proporciona información al cliente con medidores inteligentes para evitar facturas más altas y proporcionar mayor control.

 **eContact Center:** Agentes web en vivo y chat virtual de IA para dar soporte a las consultas de los clientes y brindar respuestas personalizadas.

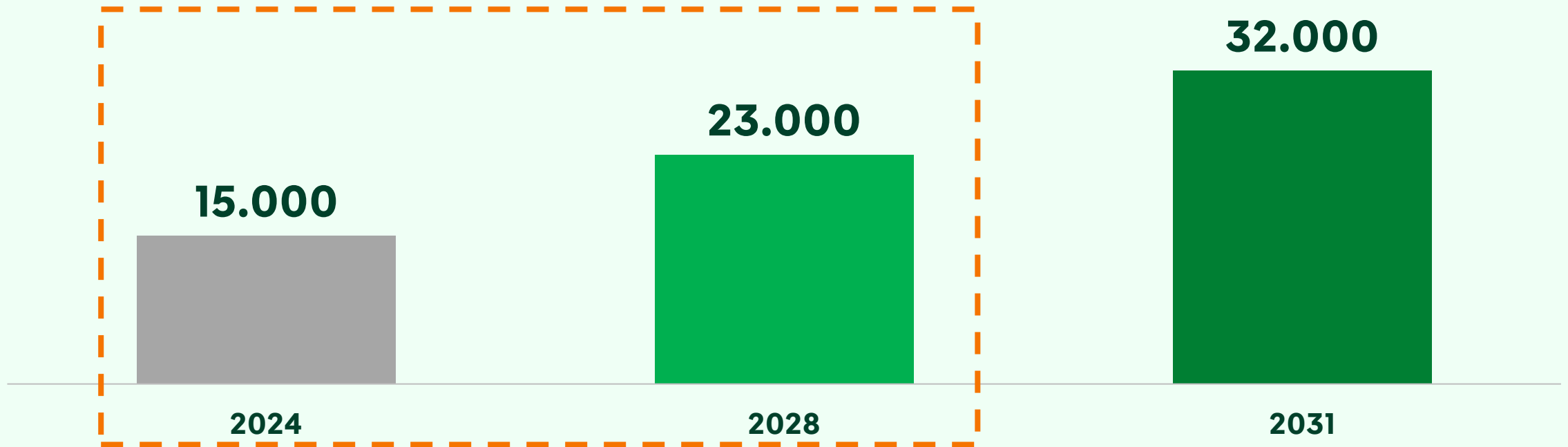


Conclusiones

José Antonio Miranda
Avangrid CEO

La base tarifaria crece hasta 23.000 M\$ en 2028, +55% desde el nivel de 2024 (llegando a 32.000 M\$ en 2031)

Base Tarifaria (M\$)



El EBITDA de Redes con fuerte crecimiento de dos dígitos entre 2024 y 2028

Generando valor sólido, estable y predecible a largo plazo mediante la implementación de nuestra clara estrategia basada en:

Marcos Tarifarios plurianuales

Asegurando **recuperación** de las inversiones críticas en la red ante **mayor demanda y envejecimiento de infraestructura**

Crecimiento de activos de transmisión regulados por FERC

Rendimientos **superiores** al mismo tiempo que se **resuelven los cuellos de botella de la red** y se moderniza la infraestructura

Experiencia del cliente

Red **resiliente y modernizada** para reforzar el papel de Avangrid como proveedor **flexible y asequible** de energía

Ejecución de primer nivel

Experiencia, capacidad, escala y solidez financiera para garantizar la ejecución de nuestras inversiones en transmisión y distribución en los próximos años



Reino Unido: Redes

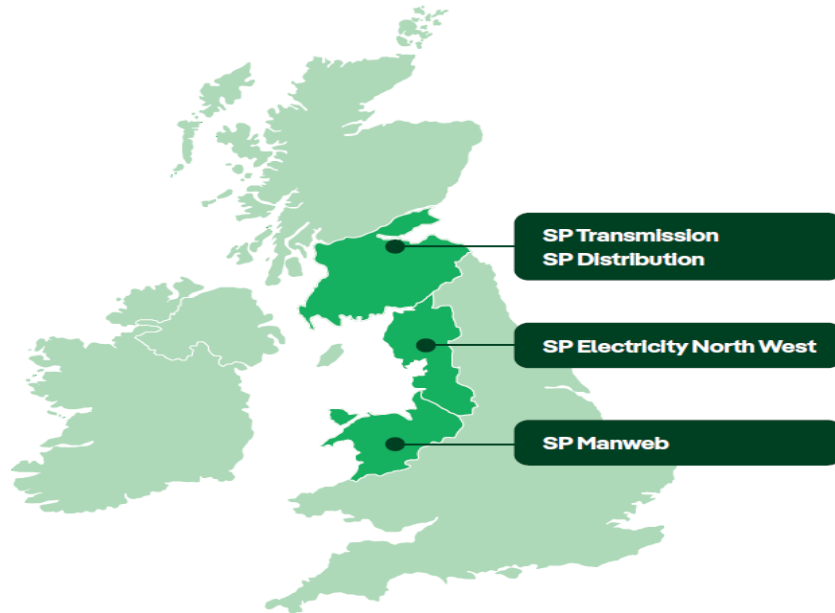


Redes RU Visión General

Keith Anderson
CEO, ScottishPower

SPW cuenta con experiencia en redes de transporte y distribución...

Responsable de 1 de los 3 sistemas de transporte de Gran Bretaña (GB)



...y 3 de las 14 regiones de distribución

Principales magnitudes operativas (2024)

RAV (GBP M)	12.600
SP Distribution	2.700
SP Manweb	3.100
SP Transmission	4.000
SP ENW	2.800
Redes (km)	172.000

...con un base de activos regulados de 12.600 M€ y más de 170.000 km de redes

La necesidad de mantenimiento, mejora y ampliación de la red es ampliamente reconocida...

*"La **seguridad y fiabilidad** del suministro energético actual y futuro del Reino Unido **depende en gran medida** de contar con una **red eléctrica** que permita desarrollar la infraestructura de generación, de almacenamiento y de interconexión que nuestro país necesita para hacer frente al **rápido aumento** de la **demanda eléctrica**..."⁽¹⁾"*

36 años

Edad media de las redes
de transporte de GB

37 años

Edad media de los
transformadores

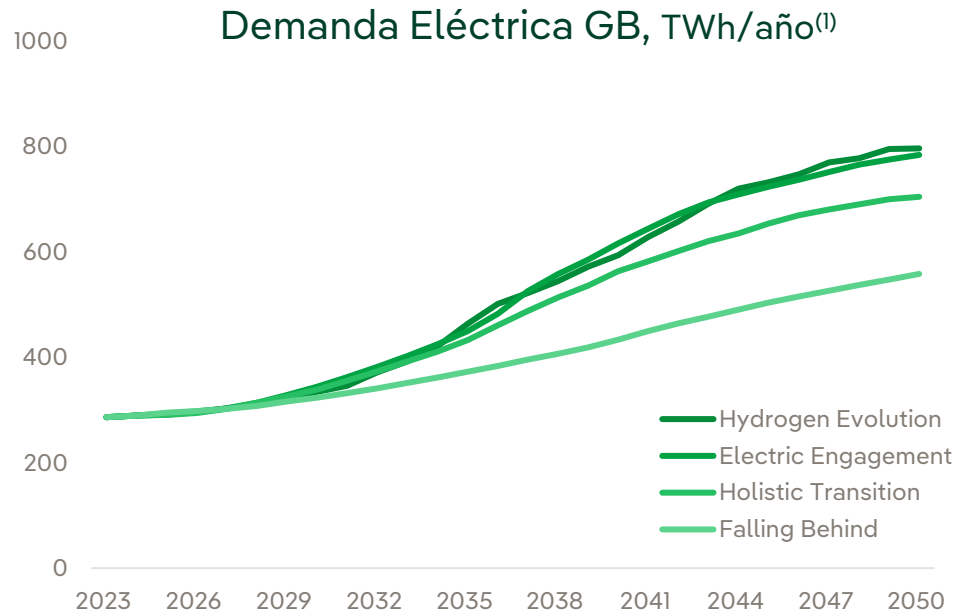
... y requiere niveles de inversión significativamente superiores a los actuales

Visión general: Redes en Reino Unido

La demanda aumentará a medida que los consumidores adopten la electrificación...

Los escenarios futuros prevén un crecimiento de demanda de 25-60% hasta 2035 y 50-100% hasta 2040

El crecimiento de la demanda se refleja en los próximos periodos regulatorios



Crecimiento de la red de Distribución

RIIO	VEs	HPs	Demanda	Generación
ED2	1.0m	0.3m	12 GW	12 GW
ED3	2.9m	1.3m	14 GW	16 GW
Est.	+190%	+333%	+17%	+33%

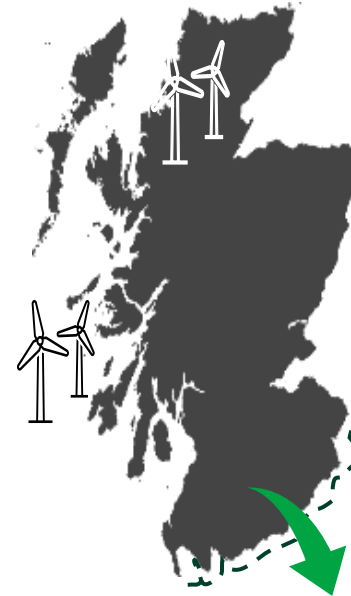
...lo que subraya la necesidad de una red adecuada para el siglo XXI

La nueva demanda requerirá un volumen significativo de generación renovable...

Inversión en Redes en Gran Bretaña

~2.000 M£/año de costes por restricciones del sistema en 2022. Sin inversión en la red, se espera que alcance ~8.000 M£/año durante esta década

Por ejemplo, todos los escenarios del Future Energy Scenarios (FES) incorporan nueva generación en Escocia



...donde la **eólica marina y terrestre** podría alcanzar:

60GW en 2040

...incrementando la necesidad de interconexión entre **Escocia e Inglaterra** a

40GW en 2040

Capacidad Actual: **6,6 GW**

...y una Red con capacidad para su transporte

Los compromisos y las señales regulatorias recientes confirman que ...



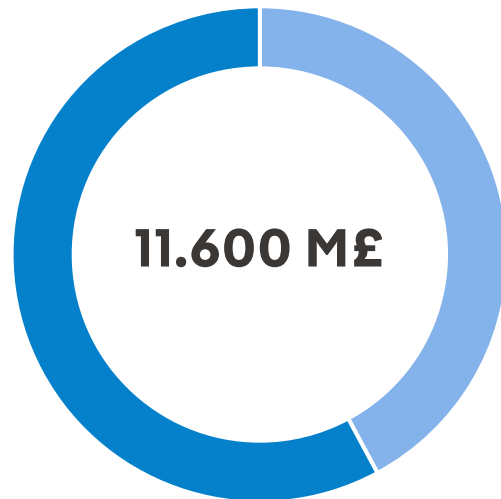
- ✓ Crecimiento Económico
- ✓ Seguridad de Suministro
- ✓ Descarbonización

... es necesaria una inversión histórica en las redes eléctricas de Gran Bretaña

La magnitud y el reparto de las inversiones previstas en el Reino Unido...

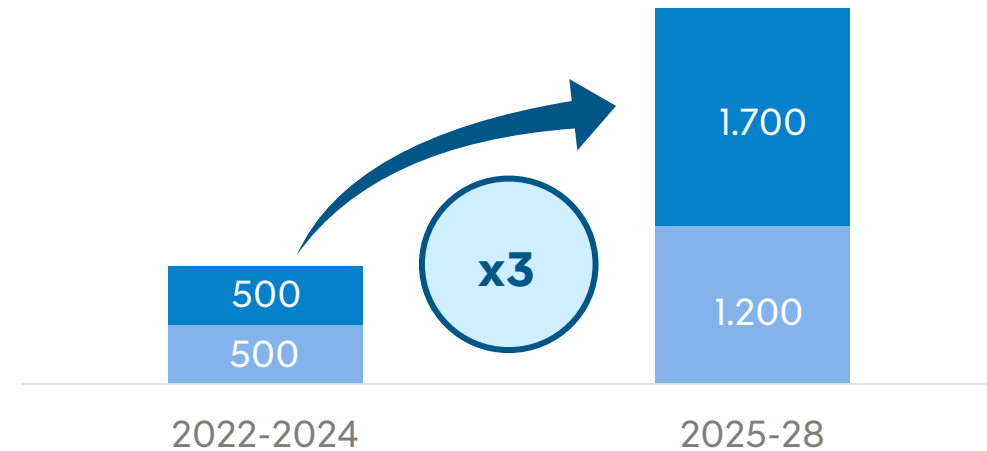
La inversión bruta en redes será el 70% del total de SPW 2025-28

Inversión acumulada en redes 2025-28



■ Distribución ■ Transmisión

Inversión media en redes



■ Distribución ■ Transmisión

... responde a la necesidad y oportunidad del sistema



Redes RU Inversión y claves operativas

Nicola Connelly
CEO, SP Energy Networks

Inversiones en Distribución: RIIO-ED2,3

SPEN está ejecutando RIIO-ED2 y preparándose para ED3, donde se requiere una mayor inversión para responder a las necesidades de la electrificación

Periodo regulatorio	Desde	Hasta	TOTEX SP M€ ⁽¹⁾			
			Total	SPD	SPM	ENW
RIIO-ED2	Abril 2023	Marzo 2028	7.400	2.300	2.400	2.700
RIIO-ED3	Abril 2028	Marzo 2033	9.500/11.000 M€ esperados			

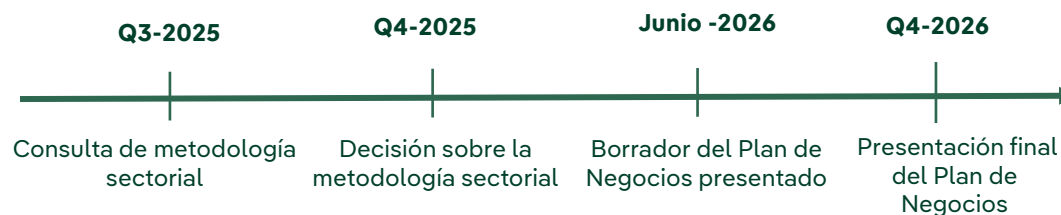
6.800 M€
incluidos en el Plan 2025-28
79% correspondientes a ED2

Inputs	ED2
Coste de Equity (<i>post-tax</i>)	5,47%
Coste de Deuda (<i>pre-tax</i>)	3,17%
Apalancamiento	60%
WACC (Vanilla) - Real	4,09%
Ratio capitalización (media pond.)	72%

ROE equivalente de

8,7%
 (ROE nominal antes de incentivos)

Calendario ED3



~6.800 M€ de Totex en distribución en el plan 2025-2028

Inversiones en Distribución: RIIO-T3

Multiplicando x3 la inversión vs RIIO-T2 en línea con el sector

Periodo regulatorio			TOTEX SPT M€ ⁽¹⁾		
	Desde	Hasta	Total	Baseline	Proyectos adicionales ⁽²⁾
RIIO-T2	Abril 2021	Marzo 2026	3.500	1.600	1.900
RIIO-T3	Abril 2026	Marzo 2031	11.600	2.200	9.400

£6.900 M
incluidos en el
Plan 2025-2028

88% confirmado

Inputs	Propuesta Ofgem
Coste de Equity (<i>post tax</i>)	5,64%
Coste de Deuda (<i>pre-tax</i>)	3,77%
Apalancamiento	55%
WACC (Vanilla) – Real	4,61%
Ratio capitalización (media pond.)	78%

ROE equivalente de

7,8%
(ROE nominal antes de incentivos)

Calendario RIIO-T3



El borrador de RIIO T3 ha supuesto una mejora de las condiciones iniciales

6.900 M€ de Totex entre 2025 y 2028

Inversiones en Transmisión: RIIO-T3 y T3+

La inversión de SPT se concentra en proyectos de importancia estratégica...

~12.800 M€ de inversión en grandes proyectos de transporte desde 2025 ⁽¹⁾

Inversión 2025-2028	Inversión >2028
2.500 M€ (400 M€ RIIO-T2 y 2.100 M€ RIIO-T3)	10.300 M€

Ejemplos de grandes inversiones de proyectos incluidas en el Plan:

Eastern Green Link 1 (EGL1)

- ~1.100 M€ con ~800 M€ en el periodo del plan
- La construcción comenzó en marzo 2025
- COD esperado en 2029

Eastern Green Link 4 (EGL4) ⁽²⁾

- ~1.700 M€ con ~400 M€ en el periodo del plan ECF
- acordado, proveedores clave seleccionados.
- Revisión proyecto 2028, COD esperado en 2033

Proyectos más allá de 2028:

Western Link 2 ⁽²⁾ (WHVDC2)

- ~1.200 M€ de cable Western Link adicionales a los 2.2 GW ya existentes (Western Link 1)
- Clave para el desarrollo offshore en la costa oeste

Proyectos onshore

- Nuevos enlaces CMN3 & WCN2 de 400kV
- Mejoras térmicas y de tensión
- +500Km de nuevas líneas aéreas

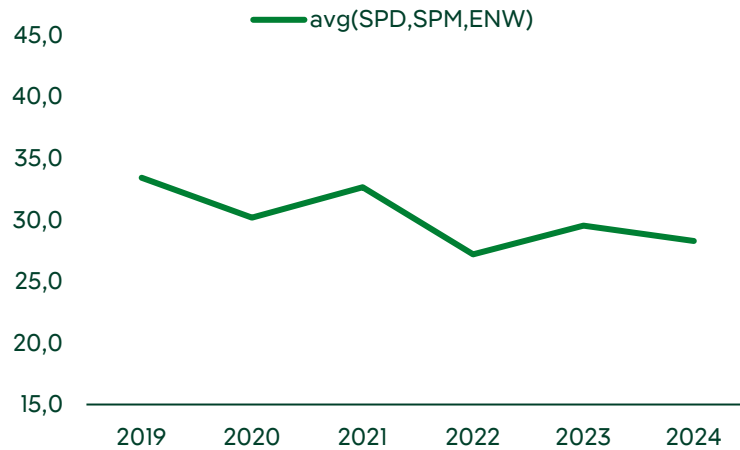


Impacto inversiones

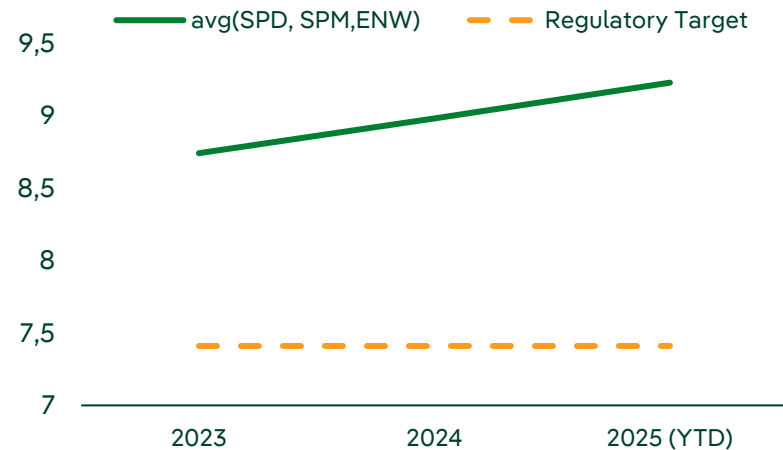
- **4.500 km** de línea ⁽³⁾
- **181** subestaciones ⁽⁴⁾

Creación de valor mediante la mejora continua de métricas operativas clave

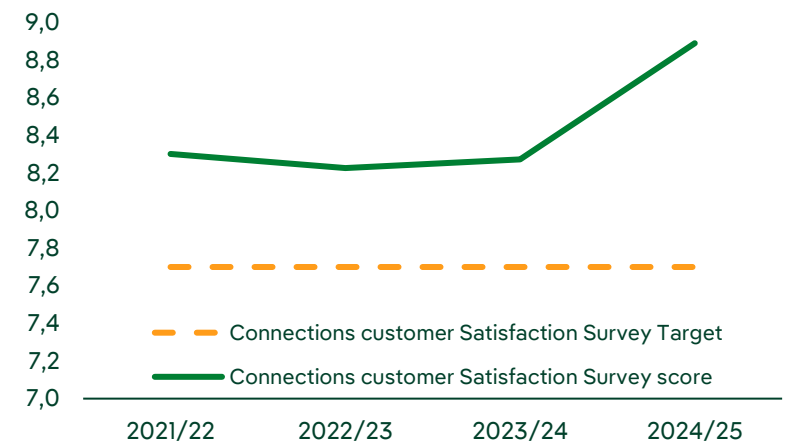
Mejora Calidad de suministro (SAIDI)



Encuesta de satisfacción del cliente para principales conexiones de distribución



Mejora de la calidad de las conexiones de transporte



Electricity North-West
nombrada *Utility of the Year*

Ganadores de oro y plata en
los Premios Internacionales
a la Excelencia e Innovación
del *Institution of
Engineering and Technology
(IET)*

Primera empresa del Reino
Unido en lograr *BSI
Kitemarks™* por excelencia
operativa y servicio
inclusivo para los clientes

Establecimiento de
“*Community Benefit Fund*” en
las inmediaciones de la
estación convertidora EGLI

Foco en el transporte...

Ayudando la electrificación y el crecimiento a través de la innovación y la eficiencia

Facilitando el crecimiento de la demanda



La capacidad de consumo se ha incrementado **>12.000 viviendas**



Aceleración de soluciones automatizadas de Redes **> 5 GW de conexiones**



+ 20 GW proyectos integrados (generación y demanda)

Incorporando Data & Analytics



+260 subestaciones de seguimiento de demanda (CLASS)



+10.000 monitores de baja tensión que cubren ~30% de los clientes



Despliegue **4.500** puntos de control de red a 11kV



Servicios de flexibilidad de demanda en **>2.500 ubicaciones**



Reacondicionamiento **>45 puntos de suministro de red**



Monitorización en tiempo real de incidencias en **41 ubicaciones**

... al mismo tiempo ~42% de las inversiones en Distribución, la columna vertebral de la electrificación local

Nuestra planificación de recursos refleja nuestro foco en la ejecución...

Dimensionamiento de recursos para asegurar la ejecución del plan

Plan de
ejecución

Se espera un crecimiento del 40% de la plantilla de Redes UK hasta 2028

Valor de
grupo

Los recursos del Grupo Iberdrola ofrecen visión global y flexibilidad

Beneficios
económicos

La planificación de personal incluye cerca de 700 puestos de formación profesional en el Reino Unido en perfiles altamente cualificados

...en un contexto de creciente inversión y actividad bajo los marcos RIIO-T3+ y ED3+

Cadena de suministro asegurada a través de contratos a largo plazo...

Estrategia de la cadena de suministro

Acuerdos estratégicos

- **Acuerdos de 10** años con **19 proveedores** por más de £5.400 millones
- Aseguran la capacidad y permiten la inversión de los proveedores
- Los compromisos contractuales se alinean con las aprobaciones regulatorias

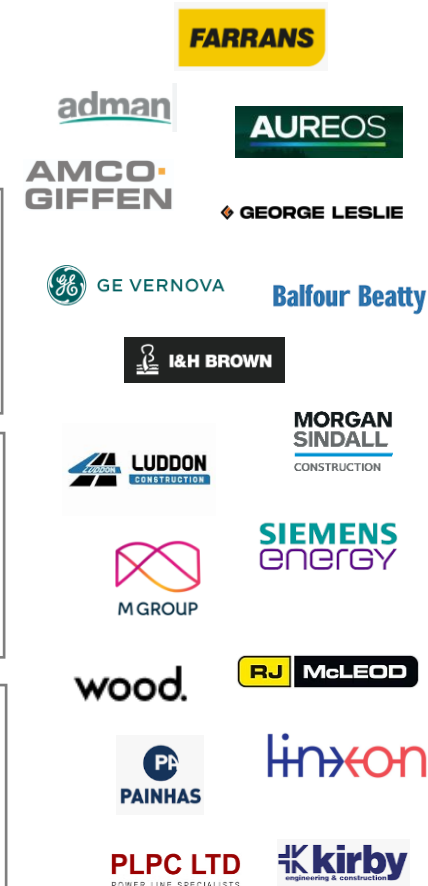
Foco proyectos HVDC (ASTI)

- **EGL1: todos los contratos principales adjudicados** en asociación con NGET
- EGL4: estado de "preferred bidder" en los componentes más relevantes de los **convertidores**

Equipos estratégicos

- Acuerdos marcos para **asegurar equipos clave**: transformadores, cables, etc.
- Se identifican elementos con mayor tiempo de espera; *slots* asegurados
- **Diversificación geográfica** de proveedores
- Mecanismo de Compras avanzado utilizado para asegurar la capacidad

...proporcionando un alto nivel de confianza en la ejecución



En distribución, la colaboración con múltiples socios refleja el perfil de inversión

Proyectos con mayor volumen / menor coste

Obras y servicios

289 acuerdos marco / 128 proveedores / ~300 M€ en solicitudes anuales, cubriendo áreas de **alto riesgo**:

- Líneas aéreas hasta 2029 / Instalación de cables hasta 2030 / Control de vegetación hasta 2030

Los acuerdos a largo plazo **aseguran la capacidad** y fomentan la inversión en la cadena de suministro de Reino Unido:

- Enfoque local en la ejecución, con el 62% del gasto en distribución destinado a socios clasificados como PYMES

Equipos

84 acuerdos marco / 29 proveedores / ~136 M€ en solicitudes anuales, cubriendo áreas de **alto riesgo**:

- Aparamenta metálica hasta 2028 / Aparamenta secundaria hasta 2028 / Conexiones y acabados hasta 2028

Grandes proyectos de transporte

Las **inversiones y compromisos de compra** que se **ejecutan en estos proyectos** están **respaldados** por Ofgem

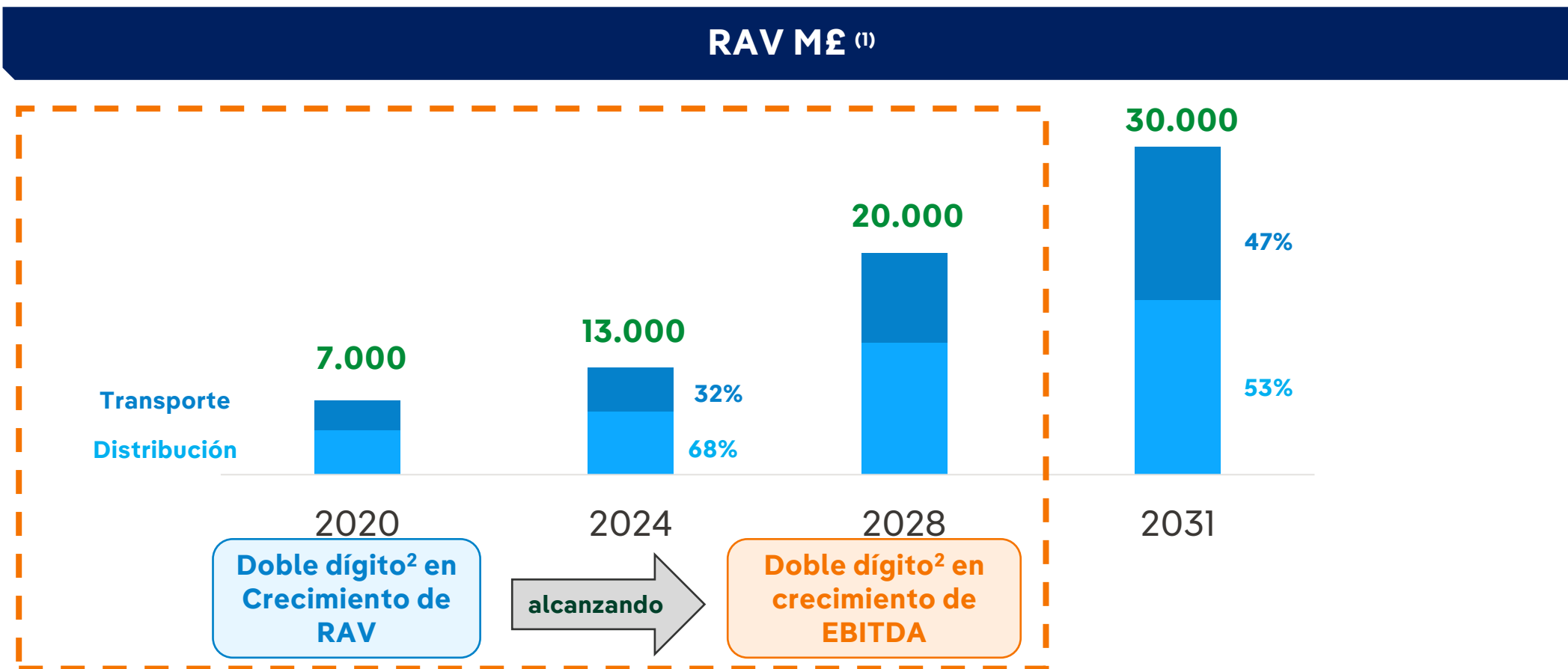
Preparación para RIIO-ED3: asegurados ~ 450 M £ en contratos marco para ED3



Conclusiones

Keith Anderson
ScottishPower

La inversión en redes aumentará significativamente el valor de los activos regulados de SPW...



... lo que respaldará el crecimiento de los beneficios más allá de 2028

El crecimiento de las Redes en Reino Unido será sólido, estable y duradero

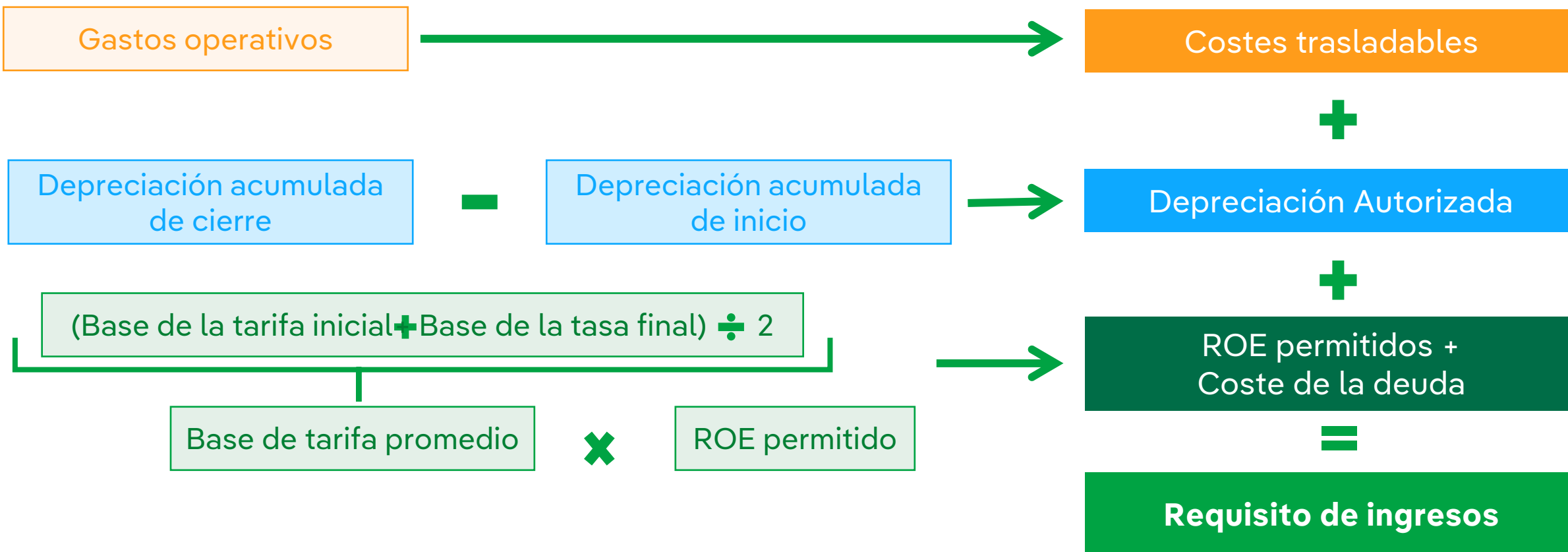
- ▶ **Las necesidades sociales y del sistema conllevan a que la inversión en redes aumente significativamente: 3x RIIO-T2**
- ▶ **La inversión de SP estará en línea con el borrador de la adjudicación de SPEN RIIO-T3 (~12.000 M£ ⁽¹⁾) y se focalizará en proyectos estratégicamente relevantes**
- ▶ **La claridad de los marcos regulatorios y el profundo conocimiento de Scottish Power garantizarán un CAGR de doble dígito en el EBITDA de Redes y en el RAV para 2028**
- ▶ **El compromiso con la electrificación garantiza un crecimiento continuo más allá de RIIO-ED2 y RIIO-T3**
- ▶ **La confianza en la ejecución se basa en nuestro sólido modelo operativo, planificación anticipada y experiencia**



Anexo: EE.UU.

Marco del negocio de redes

Marco basado en un modelo de coste de servicio, que calcula el requisito de ingresos necesarios para recuperar los costes operativos y proporcionar un retorno sobre el capital invertido



La base de tarifas y ROE autorizado impulsan ingresos netos y retorno a los inversores

Retorno de capital

Rendimiento del capital (ROE) representa el rendimiento que obtiene una empresa de servicios públicos de sus inversiones. Los reguladores establecen un ROE permitido que se utiliza para determinar tarifas que se pueden cobrar a los clientes.

En Avangrid, medimos nuestro ROE en función de los resultados reales

$$\text{Rendimiento del capital} = \frac{\text{Utilidad neta regulatoria}}{\text{Base de tarifa permitida por Marco Tarifario} \times \text{Ratio de capital}}$$

- El Beneficio Neto Regulatorio no incluye otros ingresos y otras deducciones (i.e., intereses capitalizados)
- Dependiendo de la jurisdicción, el ROE presentado ante los reguladores puede incluir o excluir otros costes
- Para fines de gestión, utilizamos una fórmula consistente que utiliza el beneficio neto como base

El rendimiento de los ROEs de Nueva York y Maine es equivalente a los ROEs permitidos

- Logrado mediante ejecución de CapEx y manteniendo niveles de gastos en cantidades en tarifa



Modelo financiero: Claves

Modelo de coste de servicio	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza para formular el requisito de ingresos, que son los ingresos anuales totales que una empresa de servicios públicos regulada está autorizada a recaudar de los clientes a través de tarifas • Asegura que la empresa pueda recuperar sus gastos operativos, mantener y reemplazar la infraestructura, pagar impuestos e intereses y obtener un rendimiento justo del capital invertido
Base de tarifas	<ul style="list-style-type: none"> • Base de tarifas= Valor bruto del activo en servicio (-) Amortización contable (-) Impuestos sobre diferidos (+/-) capital de explotación (+/-) activos y pasivos regulatorios [sin acumular costos de mantenimiento] (+) pagado por adelantado (+) materiales y suministros • Base tarifaria promedio para un período de 13 meses utilizada para la distribución de gas y electricidad La transmisión sigue un promedio de 5 trimestres y un promedio de 2 puntos
Conversión de Capex a Base Tarifaria	<ul style="list-style-type: none"> • Período que se tarda en convertir los gastos de capital en base de tasas • Conversión esperada del 90% en un año
Gastos operativos	<ul style="list-style-type: none"> • Costes diarios necesarios para operar la empresa de servicios públicos • La inflación y otras escaladas de costes están embebidos en el marco tarifario
AFUDC & Costos de mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Las utilities acumulan AFUDC en proyectos de construcción a largo plazo antes de su puesta en servicio • Utilities acumulan costos en ciertos activos y pasivos regulatorios que no están en la base de la tasa • Esto tiene un impacto en las ganancias actuales (GAAP), pero no hay un impacto en el flujo de efectivo actual
ROE ganado	<ul style="list-style-type: none"> • Basado en fórmulas aprobadas por el regulador y utilizadas en las presentaciones anuales de cumplimiento • Fórmulas basadas en los ingresos de explotación con ciertos ajustes regulatorios



Anexo: RU

RIIO-T3: Principales características del esquema

Esquema de Ingresos RIIO

- Cumplimiento de “**R**evenues from **I**ncentives, **I**nnovation and **O**utput” frente a objetivos
- *Caso Base*, ingresos permitidos reales establecidos ex-ante, con mecanismos para oportunidades de crecimiento
- El regulador debe garantizar que los planes de inversión sean financiables

	Transporte eléctrico	Distribución eléctrica
Marco Regulatorio	RIIO ET3	RIIO ED2
Periodo	2026 - 2031	2023 - 28
Tasa retributiva (real IPCH)	4,61% (media RIIO-ET3)	4,14% (2024-25)
RAV a dic-2024	4.000 M€	SPD - 2.700 M€ SPM - 3.100 M€

Incentivos, *Uncertainty Mechanisms* y ajustes

- Aumento de los retornos reales si la eficiencia operativa supera el *benchmark*
- El incentivo sobre el TOTEX reparte el sobrecoste/ahorro entre los operadores y clientes mediante un ajuste de ingresos basado en la eficiencia
- Se introduce un mecanismo escalonado en RIIO-T3 para proteger a operadores y clientes frente a la volatilidad de costes. Se permite el *pass-through* en caso de cambios significativos
- Los ingresos por incentivos y *Uncertainty Mechanisms* se recuperan en el año en curso como parte de la actualización de los ingresos a 5 años (reales y previsiones)

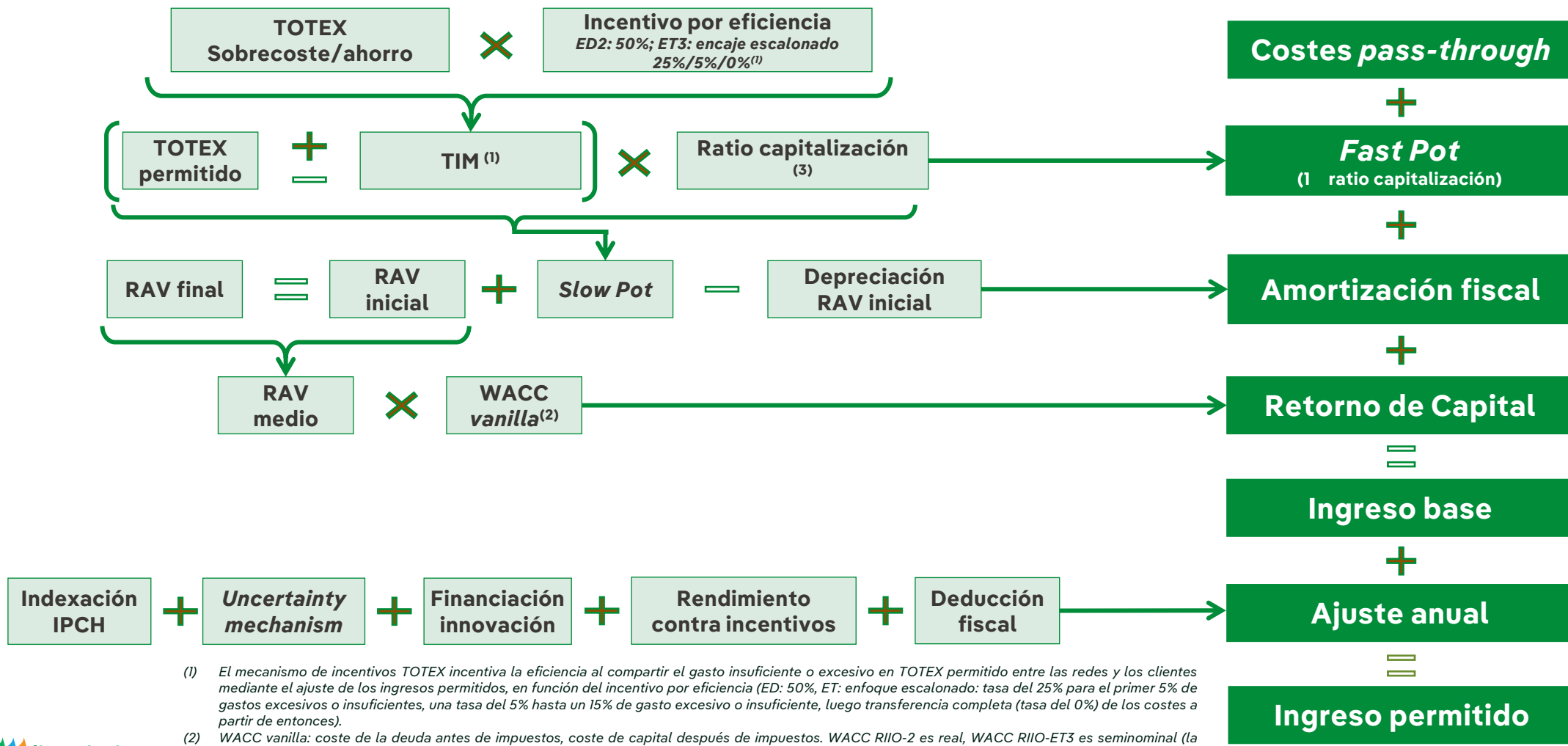
Ingreso base

- Nivel de coste asignado al Baseline de forma eficiente respecto al gasto total (TOTEX)
- El Valor de los Activos Regulados (RAV) es el principal determinante de los ingresos, ya que a partir de él se calculan los ingresos por depreciación (capex allowance) y el retorno. En el marco de RIIO-ET3, el retorno es semi-nominal, con un coste de deuda a tipo fijo remunerado en términos nominales. Como consecuencia, una proporción equivalente del RAV no se indexa.
- El TOTEX se asigna a un “*fast pot*” y un “*slow pot*” en función de la tasa de capitalización: ED2: 72%; y ET3: 78% (promedio ponderado)
- *Fast pot* ED2: 28%; y ET3: 22% pagado conforme se incurre (*pay-as-you-go*), clave para la viabilidad financiera
- *Slow pot*: Se añade al RAV y se remunera a lo largo del tiempo a través del retorno sobre el capital y la depreciación. La tasa de depreciación actual es de 45 años para los nuevos activos.
- Se incluye una provisión fiscal

Ajustes anuales a los ingresos

- Indexación IPCH
- Ingresos/penalizaciones por incentivos
- Subvenciones para la innovación
- Diferencias entre TOTEX real y aprobado.
- “*Uncertainty Mechanisms*”: costes no controlables
- Ajustes “*true-ups*”, que incluyen diferencias entre la demanda real y la prevista

Ilustración a alto nivel de los ingresos regulados en el marco de RIIO-T3



(1) El mecanismo de incentivos TOTEX incentiva la eficiencia al compartir el gasto insuficiente o excesivo en TOTEX permitido entre las redes y los clientes mediante el ajuste de los ingresos permitidos, en función del incentivo por eficiencia (ED: 50%, ET: enfoque escalonado: tasa del 25% para el primer 5% de gastos excesivos o insuficientes, una tasa del 5% hasta un 15% de gasto excesivo o insuficiente, luego transferencia completa (tasa del 0%) de los costes a partir de entonces).

(2) WACC vanilla: coste de la deuda antes de impuestos, coste de capital después de impuestos. WACC RIIO-2 es real, WACC RIIO-ET3 es seminominal (la deuda a tipo fijo se remunera sobre una base nominal)

(3) Se aplican dos conjuntos de tasas de capitalización según el tipo de asignación. Los componentes tarifarios del TOTEX de referencia están sujetos a la "tasa de capitalización 1", mientras que los componentes tarifarios de los uncertainty mechanisms están sujetos a la "tasa de capitalización 2". ED2: 70% tasa de capitalización 1 / 85% tasa de capitalización 2, ET3: 41% tasa de capitalización 1 / 85% tasa de capitalización 2.



Glosario

APM	<i>Advance Procurement Mechanism:</i> Programa de Ofgem para ayudar a los operadores de Transporte a asegurar la cadena de suministro
CP2030	<i>Clean Power 2030:</i> Plan de NESO para lograr un suministro eléctrico con un 95% de energía libre de carbono
ED 2/3:	<i>Electricity Distribution:</i> periodos regulatorios de distribución
EGL	<i>Eastern Link:</i> cables HVDC que conectan Lothian, en el sureste de Escocia, con Durham, en el noreste de Inglaterra
FES	<i>Future Energy Scenarios:</i> "Modelos a largo plazo de NESO sobre la oferta y la demanda del sistema energético."
HND	<i>Holistic Network Design:</i> Diseño de red de NESO para conectar 50 GW de energía eólica marina
HVDC	<i>High Voltage Direct Current:</i> método común de transporte de electricidad a larga distancia, a menudo bajo el agua
NESO	<i>National Energy System Operator:</i> operador público del sistema de Gran Bretaña
Ofgem	<i>Office of Gas and Electricity Markets:</i> el regulador
RAV	<i>Regulated Asset Value:</i> Valor de los activos de redes eléctricas
RIIO	<i>Revenues, Incentives, Innovation, Output:</i> Metodología ingresos, incentivos, innovación y output del periodo regulatorio de Redes (Transporte y Distribución)
SSMD	<i>Sector Specific Methodology Decision:</i> orientación de Ofgem proporcionada relativamente temprano en cada periodo regulatorio
T2/3	<i>Electricity Transmission:</i> periodos regulatorios de transporte
TOTEX	<i>Total Expenditure:</i> CAPEX + OPEX
TCNSP/2:	<i>Transitional Centralised Strategic Network Plan:</i> Recomendaciones de NESO para redes en el entorno offshore de Reino Unido
UM	<i>Uncertainty Mechanisms:</i> Acuerdos de financiación flexibles para alinear mejor los ingresos de los operadores de redes con sus costes
WL	<i>Western Link:</i> Cable HVDC que conecta el suroeste de Escocia con el norte de Gales