

redeia

El valor de lo esencial

Visión global 2026





Índice

	Página
1. <u>Redeia</u>	3
2. <u>Compromiso sostenible</u>	10
3. <u>Red Eléctrica</u>	26
4. <u>Redinter</u>	56
5. <u>Reintel</u>	67
6. <u>Elewit</u>	72
7. <u>Información financiera</u>	75
8. <u>Plan Estratégico 2026-2029</u>	83

Redeia

1



El valor de lo esencial

En Redeia garantizamos el suministro eléctrico y la conectividad, impulsando con criterios de sostenibilidad una transición ecológica justa, poniendo en valor nuestra neutralidad y contribuyendo a la cohesión social y territorial.



Gestor global de infraestructuras esenciales

Motor de la transición energética y la conectividad universal



red eléctrica

Columna vertebral del sistema eléctrico en España y garantía de un suministro eléctrico seguro, de calidad y cada vez más renovable.



redinter

Motor para la descarbonización del modelo energético y el desarrollo sostenible en Latinoamérica.



reintel

Mayor proveedor de fibra oscura en España, esencial para ofrecer una conectividad universal e inclusiva.



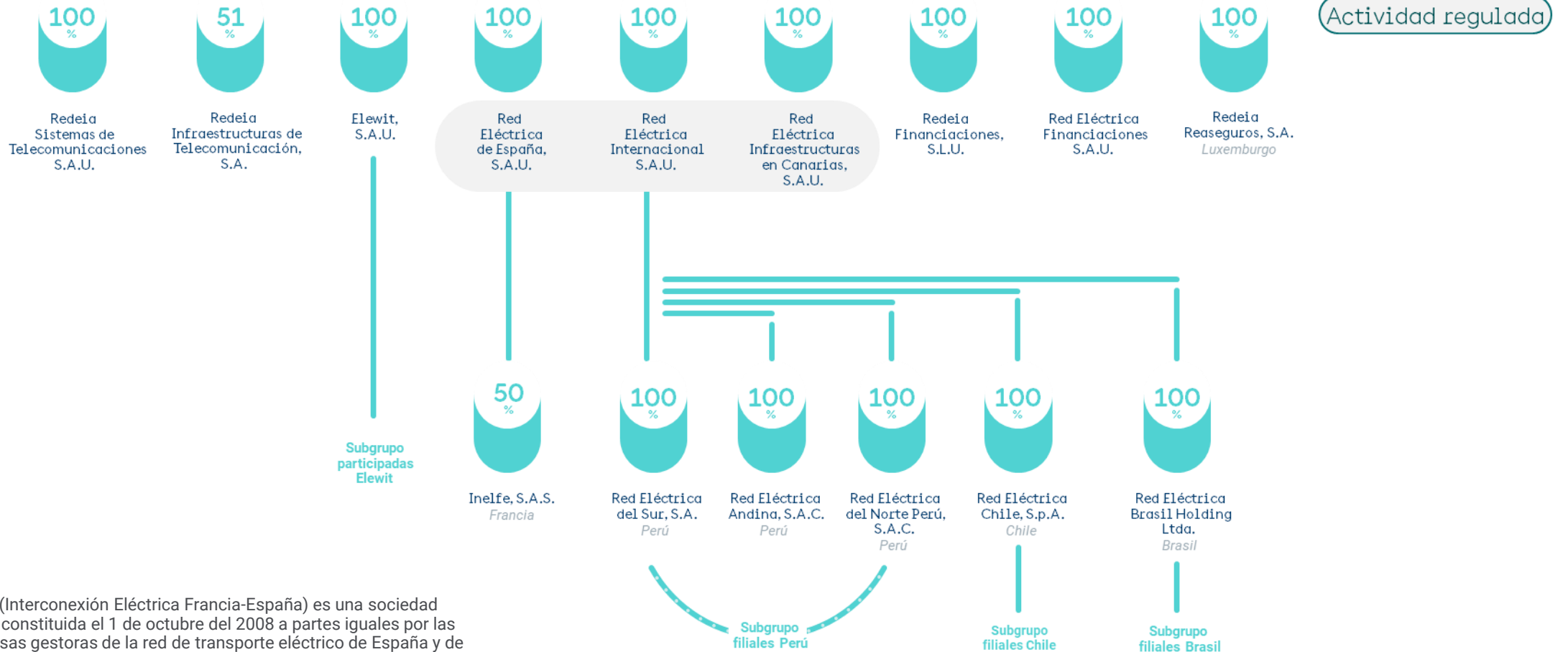
elewit

Plataforma de innovación tecnológica para impulsar la transición energética y la conectividad.

Una estructura de holding para una gestión eficaz

Las actividades reguladas representan c. 90 % del EBITDA

Redeia Corporación, S.A.



1. **Inelife** (Interconexión Eléctrica Francia-España) es una sociedad mixta, constituida el 1 de octubre del 2008 a partes iguales por las empresas gestoras de la red de transporte eléctrico de España y de Francia, RE (Red Eléctrica) y RTE (*Réseau Transport d'Électricité*), responsable de la construcción y puesta en marcha de las interconexiones eléctricas entre Francia y España.

40 años del primer TSO del mundo



Operador global de infraestructuras estratégicas de electricidad y telecomunicaciones

Principales magnitudes 2025

46.074 km

Circuitos eléctricos en servicio nacional

1.660 M€

Cifra de negocio

1.258 M€

EBITDA

506 M€

Beneficio neto

8.208 M€

Capitalización bursátil

7.676 km

Circuitos eléctricos en Iberoamérica (Perú, Chile y Brasil)

99.071 MVA

Capacidad de transformación nacional

6.759

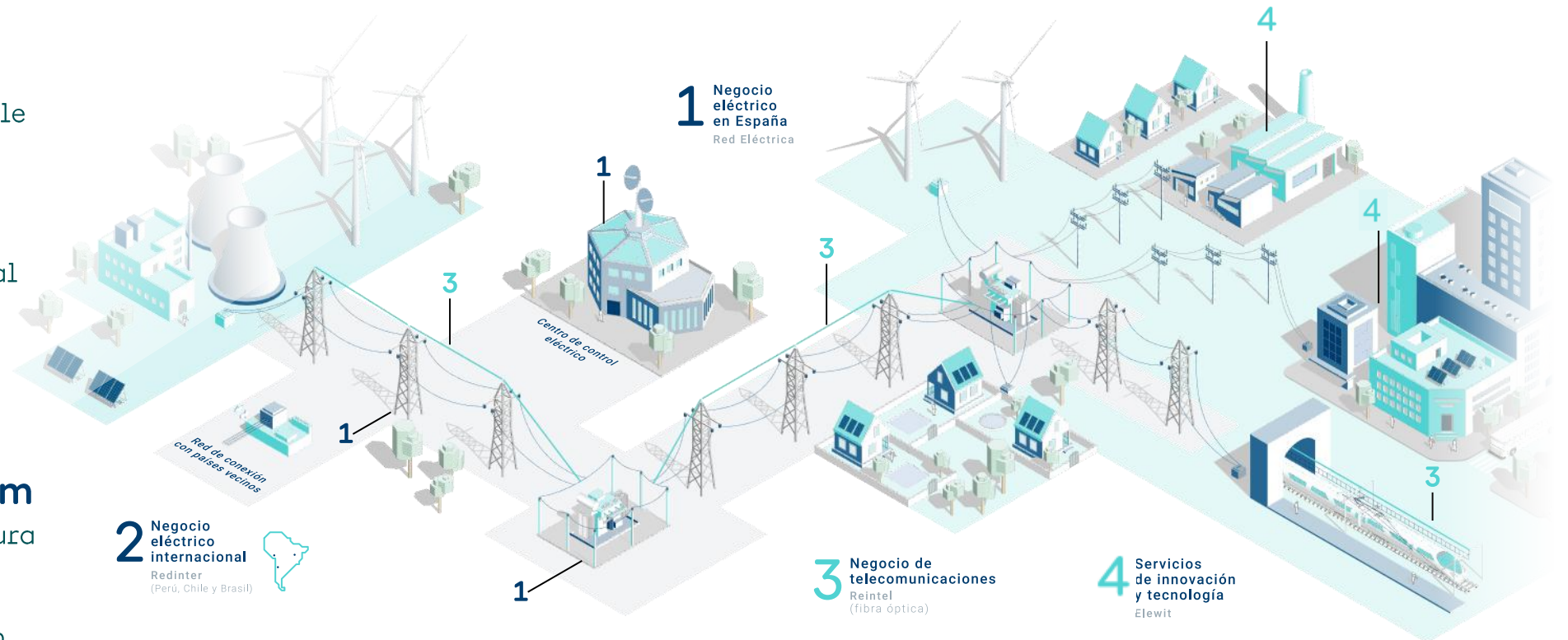
Posiciones en subestaciones a nivel nacional

Más de 54.000 km

Red de fibra óptica oscura

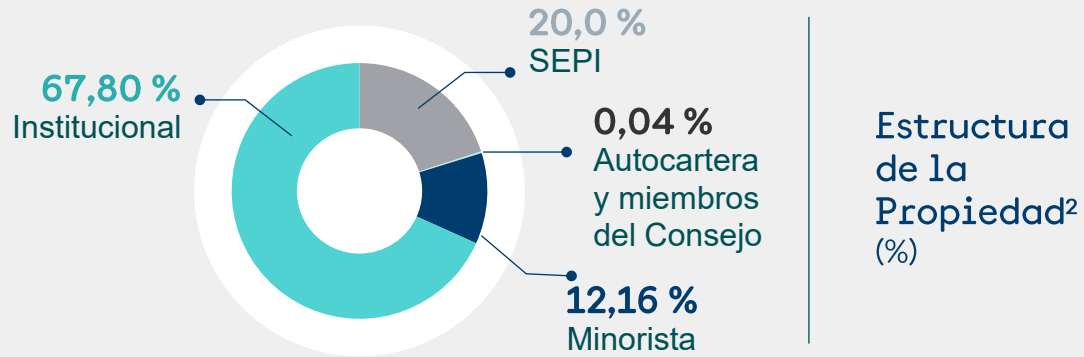
62

Proyectos de innovación tecnológica



Estructura accionarial

La ley establece límites accionariales a la participación en el capital social de la compañía para garantizar su independencia frente a las restantes actividades y agentes del sector¹.



El capital social de la Sociedad asciende a **270.540.000 euros**, compuesto por 541.080.000 acciones totalmente suscritas y desembolsadas, de 0,50 euros de valor nominal cada una.



1. <https://www.redeia.com/es/accionistas-e-inversores/la-accion/accionariado>.

2. Datos a cierre 2025.

Compromiso sostenible

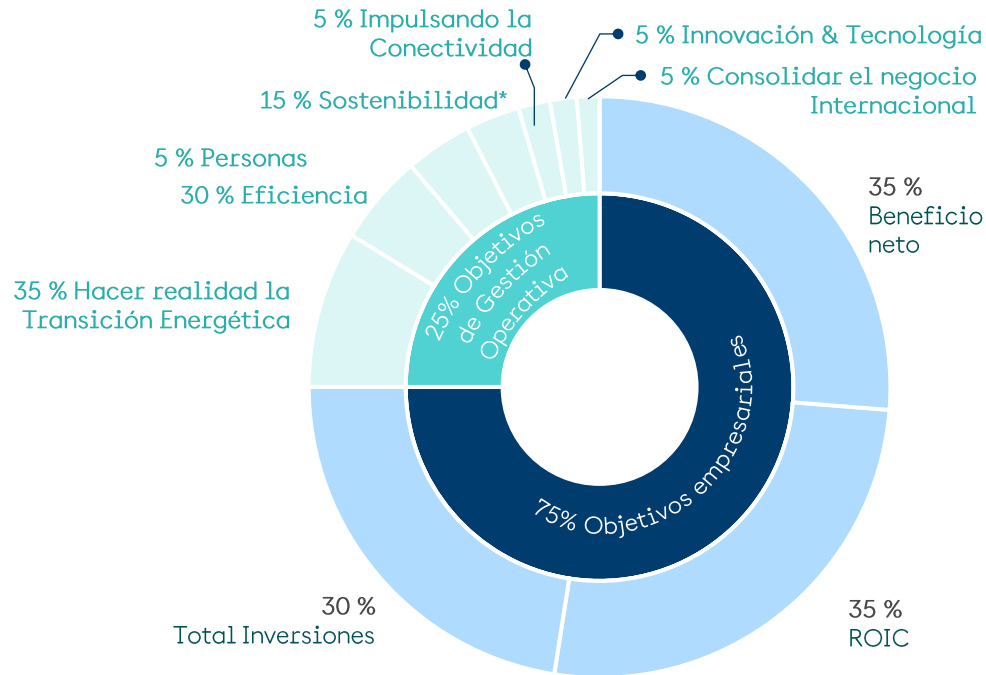
2



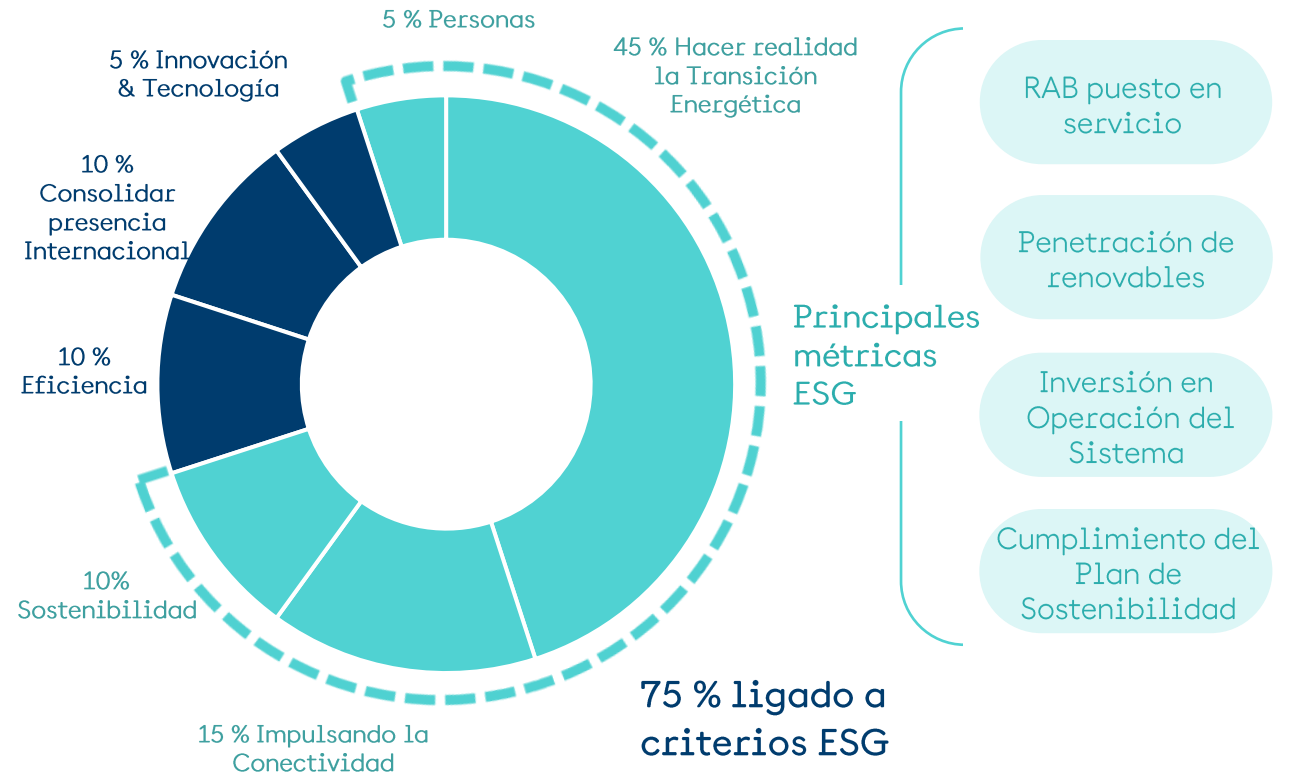
Política de remuneraciones

Criterios de sostenibilidad para calcular la retribución variable del CEO y los directivos de primer nivel

2025 Remuneración anual variable CEO



Remuneración variable plurianual



Principales métricas ESG

- RAB puesto en servicio
- Penetración de renovables
- Inversión en Operación del Sistema
- Cumplimiento del Plan de Sostenibilidad

* Incentivo vinculado al avance en el cumplimiento del Plan de Sostenibilidad 2023-2025 (que incluye objetivos relacionados con biodiversidad, economía circular, diversidad, impacto social, etc.), a la reducción de las emisiones de CO2 de Redeia y a la permanencia de la compañía en los índices más relevantes en el ámbito de la sostenibilidad.

<https://www.redeia.com/es/gobierno-corporativo/informes-y-otros-documentos/informe-anual-sobre-remuneraciones-de-los-consejeros-2026>

Compromiso con la sostenibilidad

Sustentado en 10 principios y estructurado en 4 prioridades



Anticipación y acción para el cambio

Impulsar una cultura corporativa de innovación y flexibilidad que nos permita identificar oportunidades de crecimiento y dar respuesta a los retos del futuro, adelantándonos y adaptándonos a las tendencias globales y al entorno regulatorio que surja del nuevo modelo energético.



Descarbonización de la economía

Ser un agente proactivo en la transición energética hacia un modelo libre de emisiones, apostando por la electrificación de la economía y la integración eficiente de las energías renovables, a través del desarrollo y operación de sistemas de almacenamiento de energía y de una red robusta y mejor interconectada.



Cadena de valor Responsable

Extender el compromiso de responsabilidad de la compañía a todos los eslabones de la cadena de valor, desde las personas hasta proveedores y clientes, mediante la creación de alianzas y sustentado en nuestro modelo de gobierno y de integridad.



Contribución al desarrollo del entorno

Contribuir al progreso económico, ambiental y social del entorno, a través de la prestación de un servicio esencial de forma segura y eficiente, promoviendo la conservación del medio ambiente, la calidad de vida de las personas y el bienestar social, e involucrando a las comunidades en el desarrollo de las actividades de la compañía y de modo que se genere un beneficio mutuo percibido por el entorno.

Planes de Sostenibilidad anteriores

Los Objetivos de Sostenibilidad se despliegan a través de Planes de Sostenibilidad plurianuales que alcanzan un alto grado de cumplimiento

Plan de Sostenibilidad 2020-2022

La visión del Plan de Sostenibilidad 2020-2022 era maximizar la contribución de Redeia a la solución de los retos globales, consolidando su posición como referente mundial en sostenibilidad.

98,5 %
nivel
de cumplimiento del
Plan de Sostenibilidad 2020-2022

Plan de Sostenibilidad 2023-2025

- 14 líneas (vinculadas a un asunto material),
- 55 temáticas,
- 87 objetivos estratégicos, medibles y concretos organizados en áreas temáticas,
- 190 acciones...
- ... con el objetivo último de **cumplir con los compromisos asumidos en nuestro Plan Estratégico 2021-2025**, donde la Sostenibilidad es la estrategia que enmarca todo el Plan.

100 % nivel
de cumplimiento del
Plan de Sostenibilidad 2023-2025

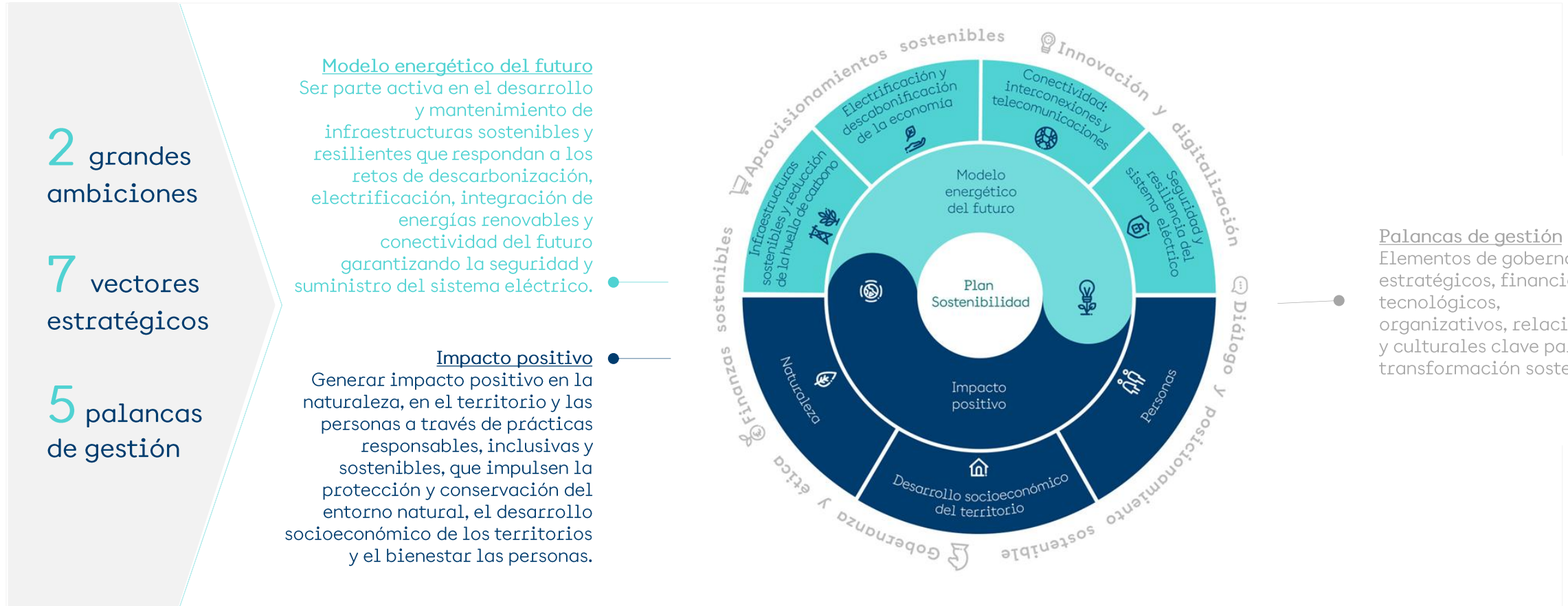


El Plan fue aprobado en octubre de 2022 por el Consejo de Administración, tras su validación por parte del Comité Ejecutivo, del Comité Directivo de Sostenibilidad y la Comisión de Sostenibilidad.

El Plan de Sostenibilidad 2023-2025 se adaptó al Plan Estratégico de Redeia y a los Objetivos de Sostenibilidad 2030

Plan de Sostenibilidad 2026-2029

Redeia ha de ser parte activa en la definición e implementación del modelo energético del futuro, impulsando al mismo tiempo la generación de impacto positivo en la naturaleza, los territorios y las personas, y todo ello soportado por una serie de palancas de gestión. Está ajustado al Plan Estratégico de la Sociedad.



MODELO ENERGÉTICO DEL FUTURO



Infraestructuras sostenibles y reducción de huella de carbono

- Cero Neto en 2050.
- 24,5 % de reducción de emisiones de SF₆ con respecto a 2015.
- 30 % consumo de combustible renovable.
- Diseño, construcción y mantenimiento de las infraestructuras con criterios de ecodiseño y sociales.



Electrificación y descarbonización de la economía

- Facilitar una mayor electrificación y descarbonización de la economía e integrar de manera segura y eficiente las fuentes de energía renovable en el sistema, garantizando una correcta conexión a la red y su correspondiente gestión.



Conectividad: interconexiones y telecomunicaciones

- Impulsar la conectividad universal de una manera ágil, segura y robusta, tanto desde la perspectiva del desarrollo de interconexiones eléctricas, claves para la transición energética, como del despliegue de telecomunicaciones.



Seguridad y resiliencia del sistema eléctrico

- Asegurar la seguridad, resiliencia y suministro del sistema eléctrico fortaleciendo las capacidades de respuesta de la organización ante incidentes y desafíos emergentes.

IMPACTO POSITIVO



Naturaleza

- Impacto neto positivo
- 0 accidentes ambientales graves
- 0 residuos a vertedero



Desarrollo socioeconómico del territorio

- Consolidar a Redeia como agente transformador del territorio, contribuyendo positivamente a su desarrollo generando valor ambiental, social y económico



Personas

- Cultura 0 accidentes
- Grado de bienestar >20% del valor de mercado
- Impulso de la diversidad
- 40 -60 % de mujeres en puestos directivos

PALANCAS DE GESTIÓN



Gobernanza y ética

- Mejores prácticas en gobierno corporativo, ética, cumplimiento y gestión de riesgos



Finanzas sostenibles

- 90 % financiación sostenible



Aprovisionamientos sostenibles

- Integrar criterios de sostenibilidad en los procesos de compras



Innovación y digitalización

- Impulsar la digitalización y tecnología en las actividades clave



Diálogo y posicionamiento sostenible

- Percentil 90 o superior en los principales evaluadores (S&P, Sustainalytics, ISS-ESG, FTSE4Good, MSCI y CDP)
- Nivel global medio de percepción de grupos de interés de prioridad muy alta y alta igual o superior a 8

Comprometidos con el medio natural, la biodiversidad y la lucha contra el cambio climático

Gestión ambiental

Desarrollamos todas nuestras actividades conforme a estrictos criterios ambientales, potenciando el uso sostenible de los recursos.



Tenemos un Sistema de Gestión Ambiental en el 99% de nuestras instalaciones y contamos con una hoja de ruta de Economía Circular.

Integración en el entorno

Hacemos compatibles nuestras instalaciones con el entorno.



Todos los proyectos que ejecutamos tienen una evaluación ambiental y social muy exhaustiva.

Biodiversidad

La conservación de la biodiversidad es un principio básico para la compañía.
Compromiso: generar un impacto positivo en los territorios en los que operamos.



Nos hemos comprometido a conseguir impacto positivo neto en biodiversidad a 2030.

Cambio climático

Somos un agente fundamental en la transición energética.
Trabajamos para reducir las emisiones asociadas a nuestras actividades.



Contamos con objetivos de reducción de emisiones aprobados por SBTi y un Plan de Acción de Cambio Climático (2022-2030).



Proyecto de Redeia para la recuperación de praderas de la *Posidonia oceánica* en las Islas Baleares.

Reduciendo emisiones

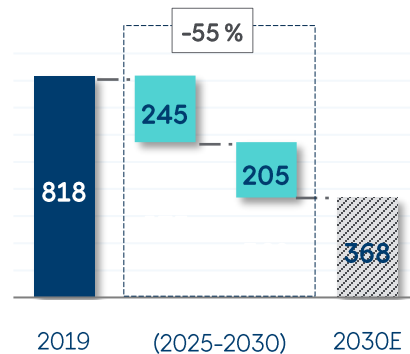
Redeia integra las recomendaciones de la Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) desde 2020

2025

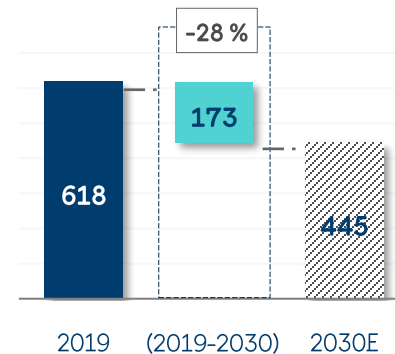
- 28 % de reducción de emisiones de Alcance 1 y 2.
- 100 % de emisiones de Alcance 1, compensadas.
- 97 % de la electricidad procedente de fuentes renovables.
- 66,3 % de proveedores con objetivos aprobados por SBTi.

Los objetivos de reducción de emisiones de Redeia son aprobados por **SBTi**

Alcance 1 y 2
ktCO₂ equivalente



Alcance 3
ktCO₂ equivalente



- Reducción de las emisiones de SF₆.*
 - Mediante el control y la reducción de fugas, la renovación de la aparamenta y el establecimiento de medidas para limitar el aumento del gas SF₆ instalado.
- Reducción del consumo de energía y de las emisiones asociadas al mismo.**
 - Mediante un mayor uso de las energías renovables y del desarrollo de medidas de eficiencia energética y de movilidad sostenible.
- Reducción de las emisiones asociadas a la cadena de suministro.
 - Programas de colaboración con proveedores. Aquellos que representen 2/3 de las emisiones de la cadena de suministro deben tener objetivos de reducción de emisiones (aprobados por *Science Based Target initiative*), en un periodo de 5 años.
 - Consideración de criterios de sostenibilidad en las decisiones de compra.
- Compensación de emisiones para avanzar hacia la neutralidad en carbono, principalmente a través del proyecto del Bosque de Redeia y los créditos de carbono (mercados voluntarios). Compensación del 100% del Alcance 1 desde 2023.

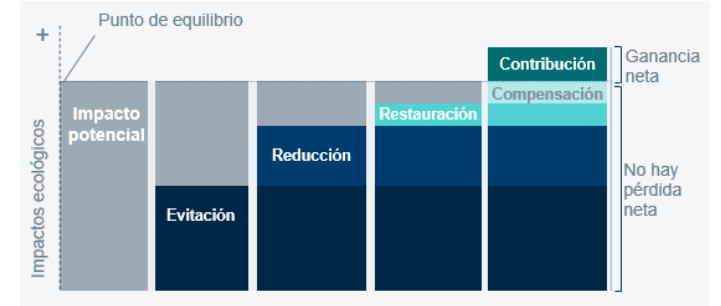
*con respecto a 2015.
**con respecto a 2019.

Protegiendo la biodiversidad

Con el objetivo de lograr impacto positivo

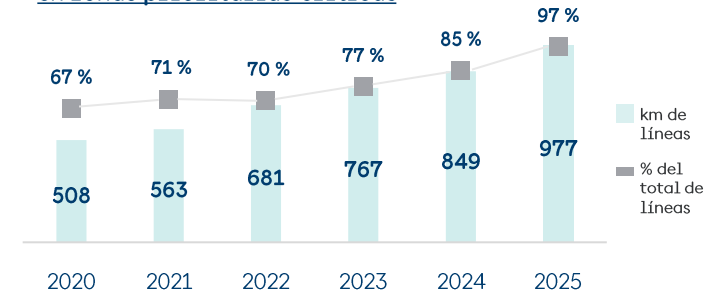
Jerarquía de mitigación de impactos en biodiversidad

Empleamos una metodología de valoración cuantitativa de los impactos sobre la biodiversidad permitiéndonos establecer diferentes medidas en fase de diseño de los proyectos de cara a alcanzar un impacto positivo en términos de biodiversidad a lo largo del ciclo de vida.



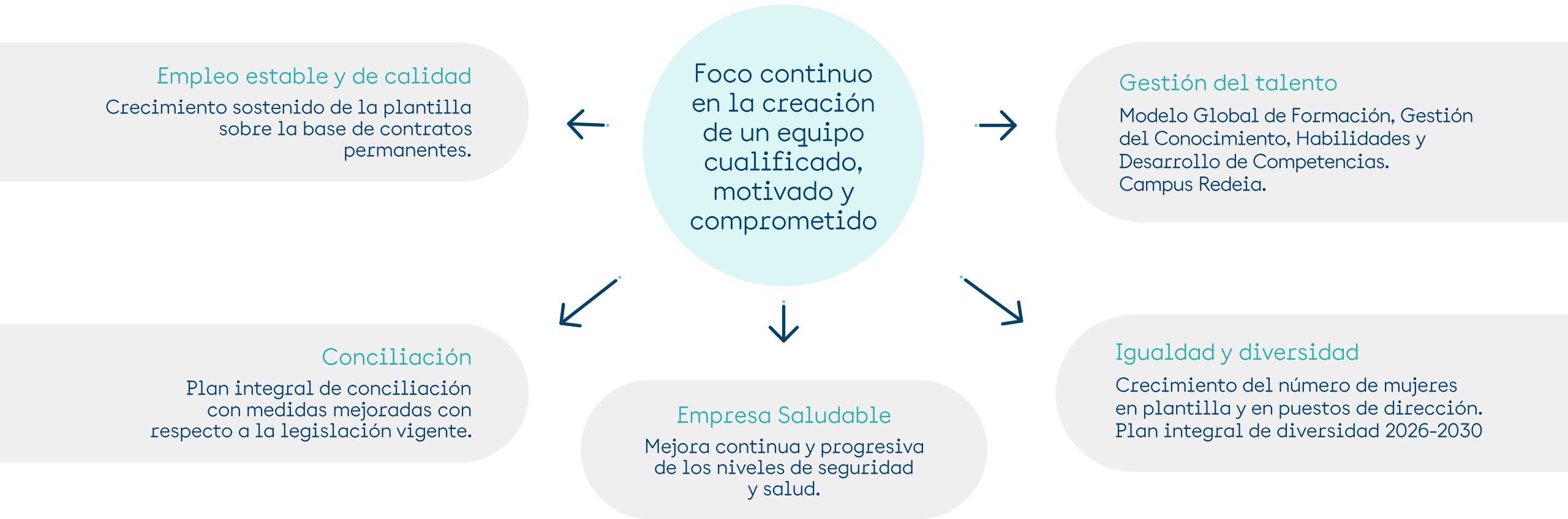
- 1 Iniciativas destinadas a evitar y minimizar el impacto.
 - Señalización de líneas eléctricas con salvapájaros: más de 7.210 km.
 - Mejora del conocimiento de los LIC prioritarios (Lugares de Importancia Comunitaria).
 - Prevención y lucha contra los incendios forestales: múltiples proyectos y desarrollos de IA.
- 2 Iniciativas destinadas a restaurar y compensar el impacto.
 - Compensación del 100 % de los árboles retirados.
 - Múltiples iniciativas para la protección y conservación de la avifauna.
- 3 Iniciativas orientadas a la ganancia neta de beneficios.
 - Iniciativas que convierten la red de transporte en un reservorio de biodiversidad y en un generador de capital natural.
 - Iniciativas para el uso de la red de transporte como refugio para las aves.
 - Iniciativas para el control de especies invasoras.
 - Los Bosques de Redeia.
 - El Bosque Marino de Redeia: proyecto pionero en el mundo (*Posidonia oceánica*).
 - Los 16 bosques de Redeia.

Señalización de líneas con salvapájaros en zonas prioritarias críticas



El Bosque de Redeia en cifras (2009 -2025)





Impulsando la diversidad

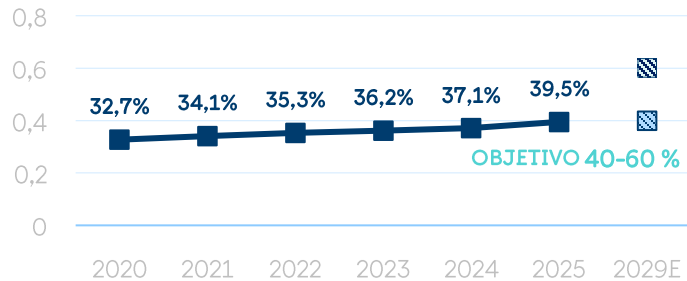
Compañía líder en inclusión de mujeres

2025

- 58,3 % de mujeres en el Consejo de Administración.
- 42,9 % de mujeres en la alta dirección.
- 39,5 % de mujeres en puestos directivos.

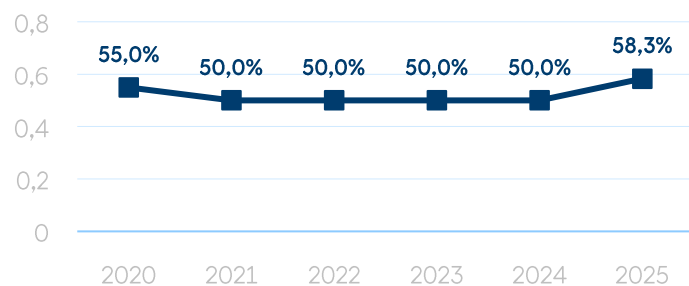
El objetivo de 2025 se actualizó porque ya se había alcanzado en 2021

Mujeres en puestos directivos

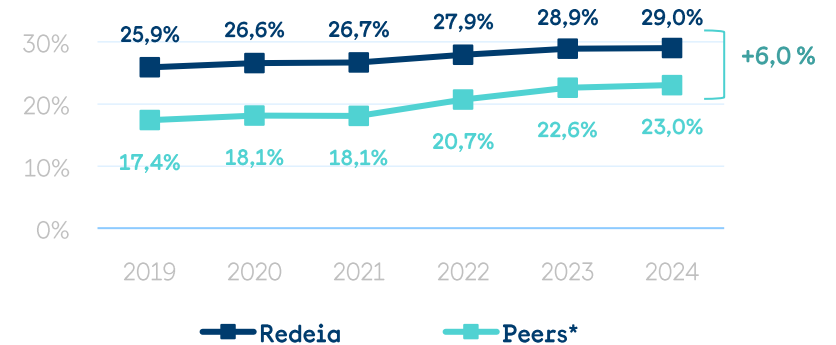


COMPROMISO:
Composición equilibrada

Mujeres en el Consejo de Redeia



Mujeres en la plantilla de Redeia

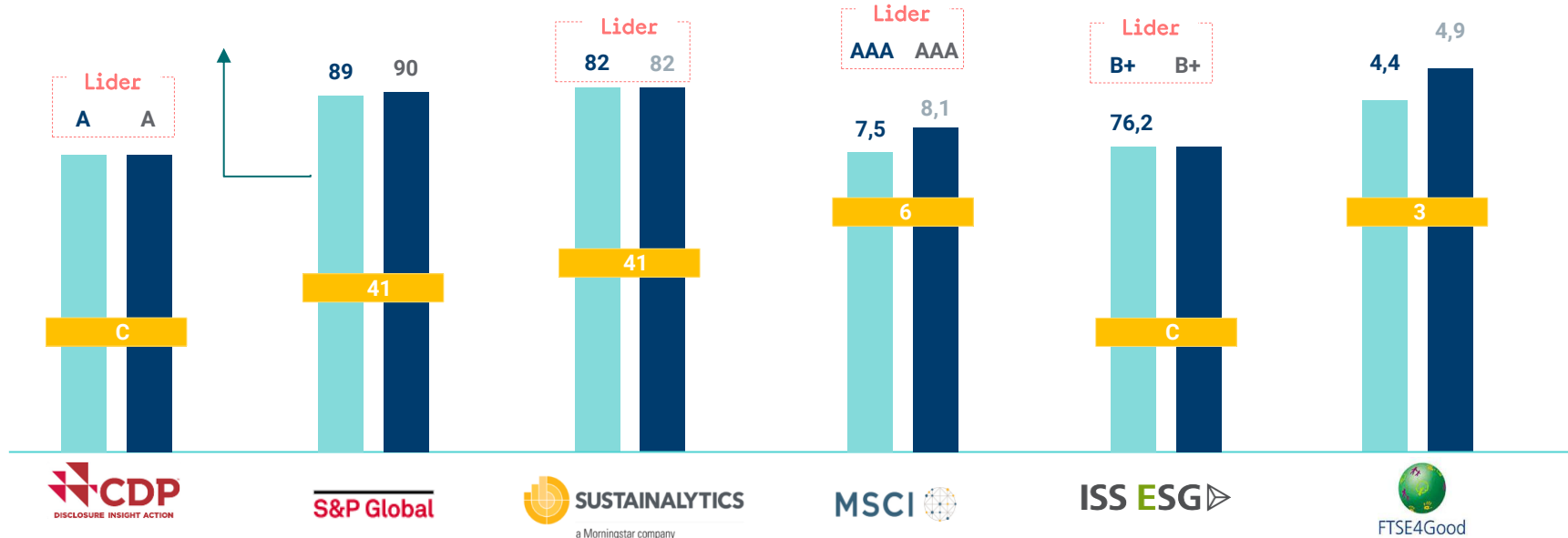


*El dato de los peers se calcula como la media de las siguientes empresas: Terna, Elia, National Grid, Statnett y REN. No se incluye 2025 porque no hay información pública de los peers.

Indicadores clave que confirman nuestro desempeño

Redeia está posicionada en el Top 1% de empresas más sostenibles del mundo, según el Sustainability Yearbook 2026

Puntuaciones 2025



- Mayor puntuación de la industria
- Puntuación de Redeia
- Puntuación media de la industria

Su posición en los principales evaluadores de sostenibilidad, es un reflejo del **liderazgo en sostenibilidad** así como de su compromiso con la **transparencia y la rendición de cuentas**

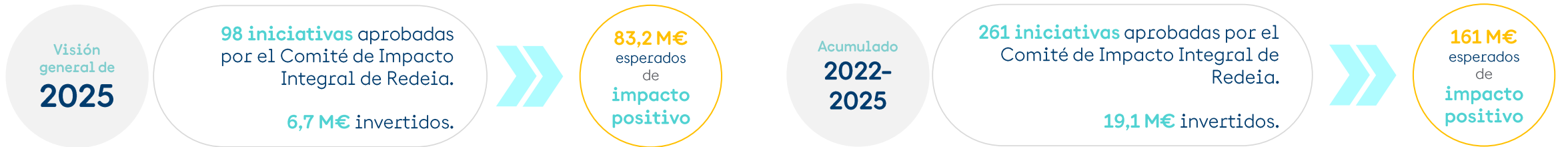
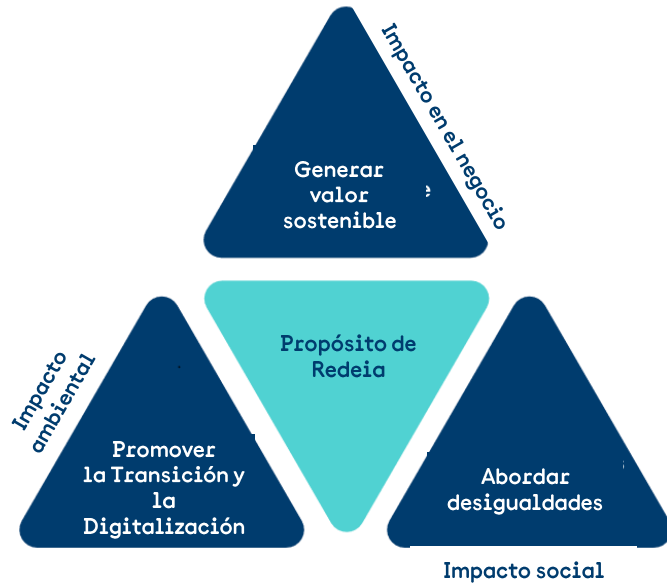
	CDP*	DJBiC	Sustainalytics	MSCI	ISS ESG	FTSE 4 Good
Industria	-	Utilities Eléctricas	Utilities Eléctricas	Sector Utilities	Utilities Eléctricas y de Gas	Utilities Eléctricas
Escala	"D-" - "A"	0 - 100	0 - 100	CCC - AAA	"D-" - "A+"	0 - 5
Puntuación 2024	"A"	83*	80,9	8,1 (AAA)	70,6 (B)	4,4
Puntuación 2025	=" "A"	↑ 89	↑ 82	↓ 7,5	↑ 76,2	= 4,4
Ranking 2025	Grupo de liderazgo/ 345	2º/245	1º/223	Grupo de liderazgo/ 130	Grupo de liderazgo/ 73	4º/45

* CDP de Climate Change.

La Estrategia de Impacto Integral. Generamos impacto positivo

La EIIR es el marco global de actuación de Redeia para multiplicar la contribución social y medioambiental en todas las geografías y áreas de negocio

Mejoras en los proyectos de inversión



*EIA: Environmental Impact Assessment.

Directiva sobre diligencia debida de las empresas en materia de sostenibilidad (CS3D)

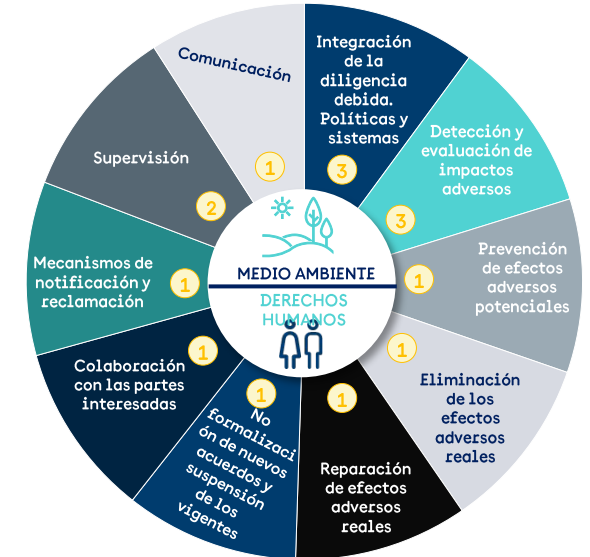
La CS3D establece un marco transversal para determinar la contribución de las empresas a la sostenibilidad corporativa, tanto en sus operaciones propias como en las de sus socios comerciales clave

- Las obligaciones de diligencia debida contempladas en la CS3D serán exigibles en **cuestiones medioambientales y de derechos humanos**.
- La nueva CS3D resultante del proceso Ómnibus I, aprobada el 16 de diciembre por el Parlamento Europeo, excluye a Redeia del ámbito de aplicación de la CS3D porque no tiene más de 5.000 empleados ni unos ingresos anuales superiores a 1.500 millones de euros.
- No obstante, Redeia seguirá avanzando hacia la adaptación a los requisitos de la C3SD, reafirmando su compromiso voluntario con las principales normas internacionales en materia de derechos humanos y protección del medio ambiente, y reforzando un modelo de gestión responsable y sostenible.

Redeia reafirma su voluntad de anticiparse a las normas emergentes, reforzar su cadena de valor y contribuir activamente al desarrollo de una sociedad más justa, ética y respetuosa con el medio ambiente

2024

Antes de la última modificación del alcance de la CS3D, Redeia llevó a cabo un diagnóstico de la adaptación a dicha norma y definió un Plan de acción.



2026

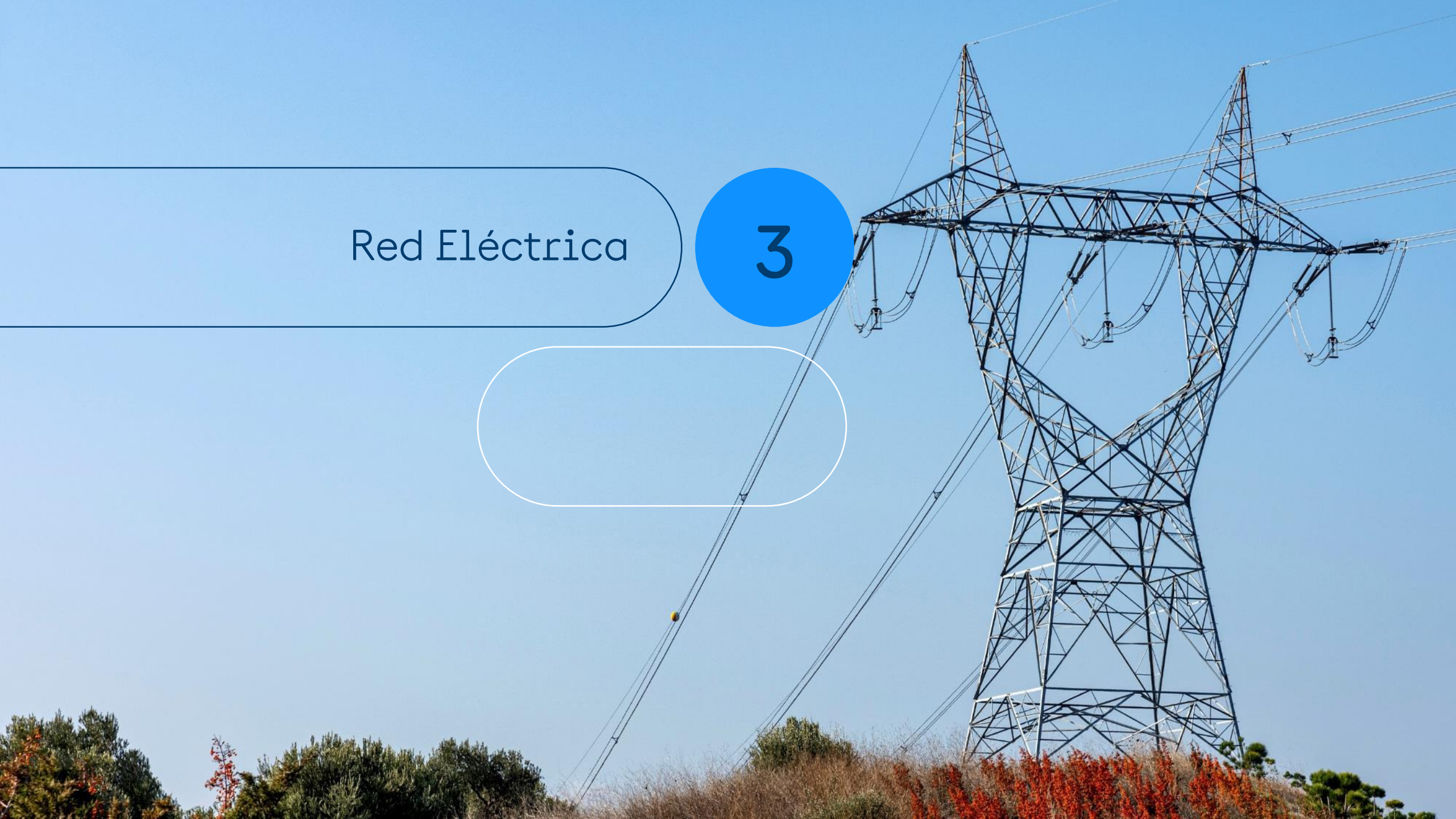
El Plan de acción elaborado durante 2024 será revisado y se adaptará a los nuevos requisitos de la directiva.

2026 en adelante

Redeia aplicará gradualmente el Plan de acción para ajustarse a la versión final de la C3SD.

Red Eléctrica

3



Red Eléctrica. Quiénes somos

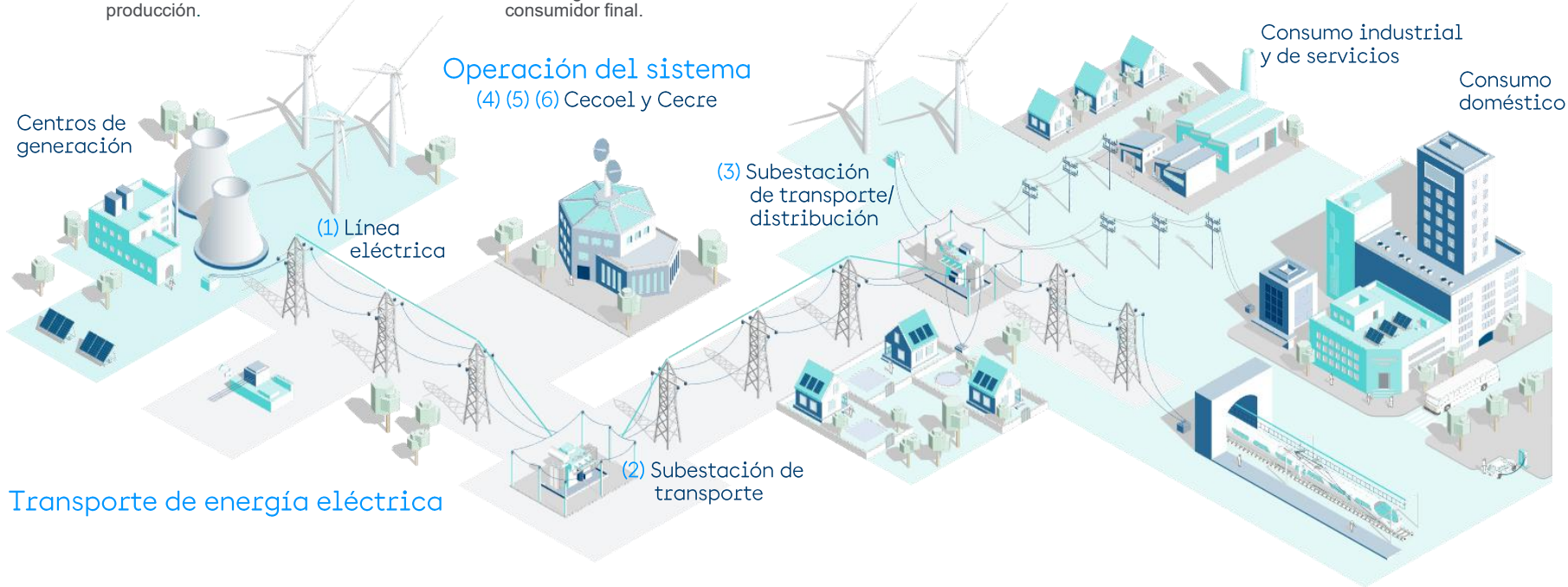
Transportista único y operador del sistema eléctrico (TSO)

Actividad de transporte de energía eléctrica







- (1) Red Eléctrica, a través de su red de transporte, recoge la energía eléctrica generada por las centrales de producción.
- (2) Transporta la electricidad en alta tensión desde las centrales hasta las redes de distribución.
- (3) Entrega la energía a las compañías distribuidoras a tensiones inferiores para que a través de éstas llegue hasta el consumidor final.

Actividad de operación del sistema

- (4) Opera el sistema manteniendo en equilibrio la generación y el consumo, ya que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades.
- (5) Estima la demanda diaria de electricidad nacional y así las centrales eléctricas programan su producción.
- (6) Centro de Control Eléctrico (Cecoe) y Centro de Control de Energías Renovables (Cecre).



Datos del sistema eléctrico 2025

-  Demanda eléctrica en España **256 TWh**
-  Demanda máxima instantánea peninsular **39.957 MW**
-  Potencia eléctrica instalada en España **142,6 GW**
-  Potencia instalada renovable **67,1 %**
-  Generación renovable **55,5 %**
-  Generación sin emisiones de CO₂ **76,8 %**



El Cecoe es el responsable de la operación y supervisión coordinada en tiempo real de las instalaciones de generación y transporte del sistema eléctrico.



El Cecre es un centro pionero y de referencia mundial en la supervisión y control de las energías renovables.

TSO de referencia internacional

Instalaciones de la red de transporte



Líneas

Las líneas de la red de transporte **constituyen una red mallada** uniendo puntos de generación con subestaciones, nudos de consumo (frontera con empresa distribuidora) y consumos de alta tensión. Pueden ser aéreas, subterráneas o submarinas.



Posiciones

Son el conjunto de **elementos** y aparata de **maniobra y corte** que conecta el **embarrado de la subestación** con cada una de las líneas de entrada o de salida o al transformador o máquina de la subestación.



Subestaciones

La función básica de una subestación es **conectar entre sí varios elementos de la red**, con el fin de hacer llegar la energía generada en las centrales eléctricas hasta los consumidores.



Transformadores y otras máquinas de potencia

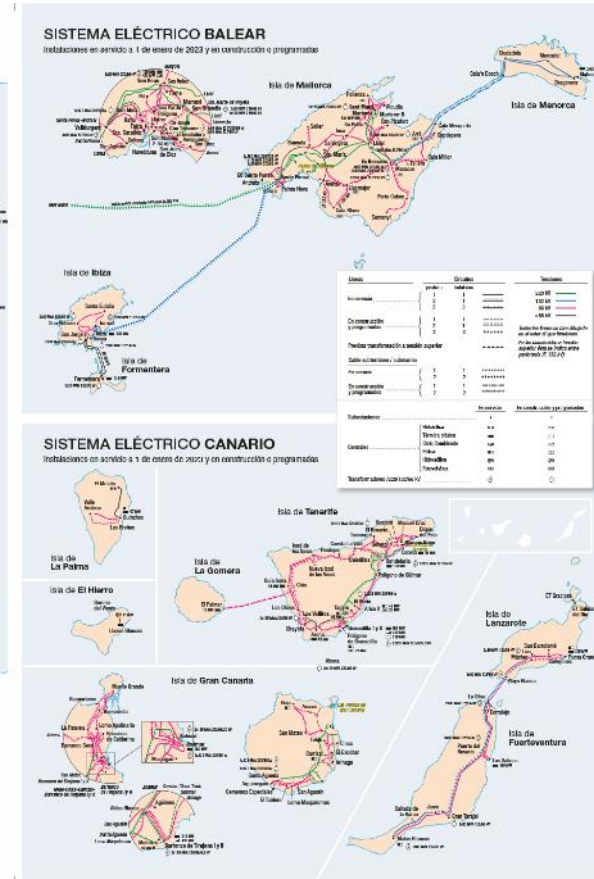
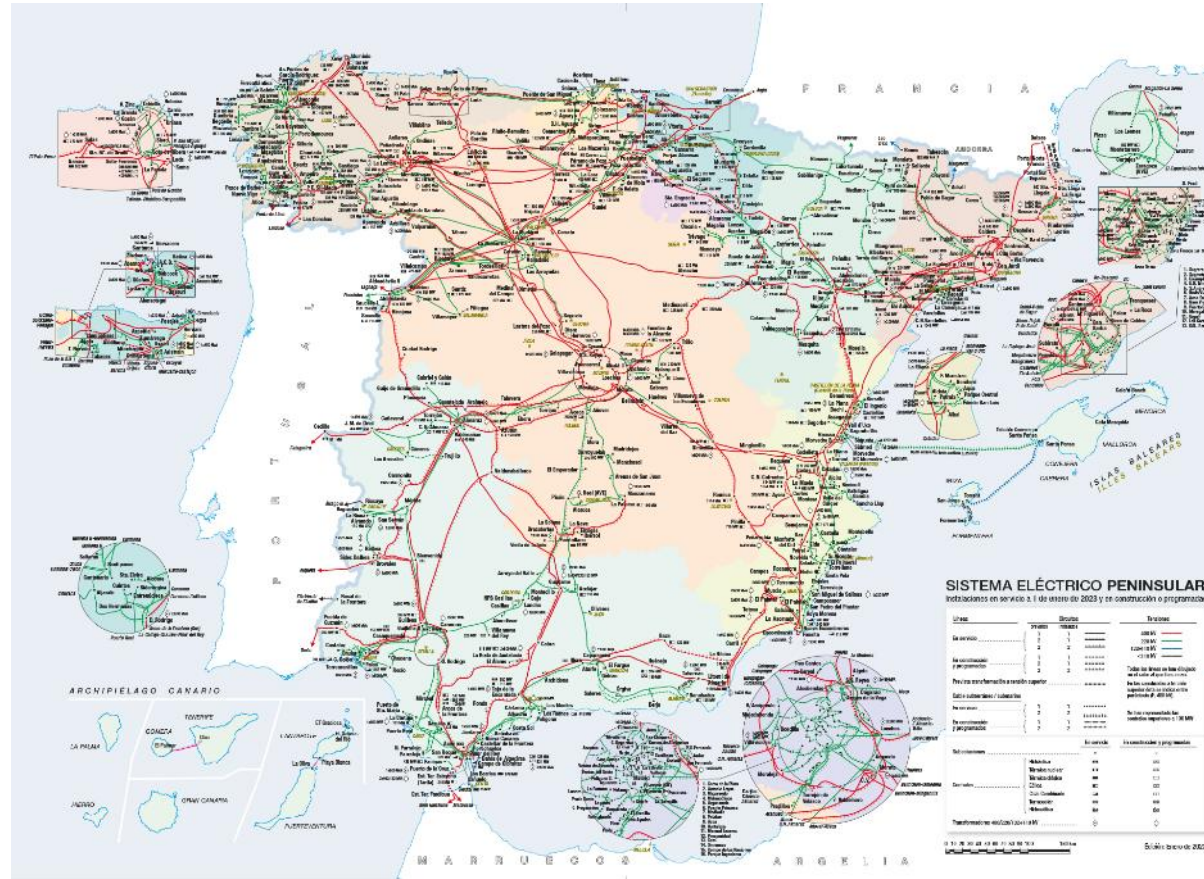
Dispositivo eléctrico que permite **aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico** de corriente alterna por medio de interacción electromagnética, **manteniendo la potencia**. Reactancias, etc.

Red de transporte eléctrico en España

Red Eléctrica diseña, construye, mantiene y es propietaria de la red de transporte nacional

Red altamente mallada

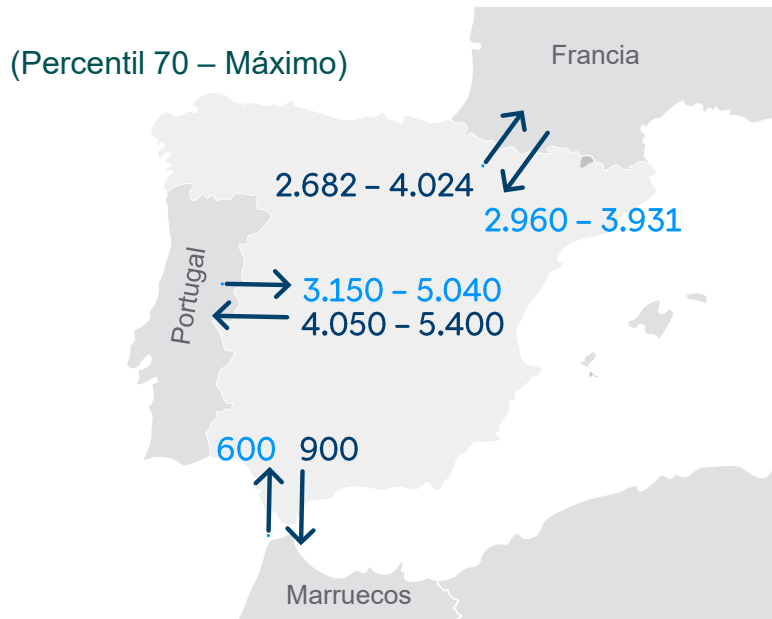
- **Líneas** de 400 y 220 kV fundamentalmente.
- **Circuitos** 46.074 km (HVAC & HVDC).
- **Subestaciones:** 6.759 posiciones y 99.071 MVA capacidad de transformación.
- **Interconexiones** internacionales y enlaces.



Interconexiones internacionales

La Península Ibérica es considerada una isla energética

Capacidad de interconexión en fronteras (MW)



Ratio interconexión	Percentil 70	Máximo
Península Ibérica	2,3 %	2,9 %

Cálculo del ratio de interconexión

Capacidades de importación frente a la potencia de generación instalada. Para la Península Ibérica, incorpora la capacidad de importación con Francia, y la potencia instalada en España y Portugal.¹

Objetivos a nivel europeo

- **Valores muy alejados de los objetivos europeos:** la UE recomendó en 2002, ratificado en años posteriores, que todos los Estados Miembros deberían alcanzar en **2020 un mínimo de un 10 %** de ratio de interconexión con el fin de eliminar sistemas aislados, facilitar el apoyo mutuo y promover el Mercado Único de electricidad. Posteriormente, se fijó un nuevo mínimo del 15 % para 2030².
- El **plan decenal de desarrollo de la red europeo 2024** (Ten Years Network Development Plan 2024) publicado por ENTSO-E en enero de 2025 estima un **valor óptimo** capacidad de intercambio entre España y Francia de **8.000 MW en 2030 y 9.500 MW en 2040**.
- **Interconexión Internacional España-Francia por el golfo de Vizcaya**, con puesta en servicio estimada en 2027 del primer tramo y en 2028 del segundo, **aumentando el nivel de interconexión con Francia hasta 5.000MW**.

1. No incluye la capacidad de interconexión con Marruecos por no estar sujeta a las obligaciones y compromisos de ámbito europeo.
 2. Cumbre para las Interconexiones energéticas España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI Madrid (2015) y II Cumbre para las Interconexiones energéticas España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI Lisboa (2018).

Red de transporte peninsular y no peninsular

	2022	2023	2024	2025
km de circuito de 400 kV	22.013	22.057	22.215	22.316
km de circuito de ≤220 kV	23.006	23.165	23.373	23.758
Total km de circuito	45.019	45.223	45.588	46.074
Posiciones de 400 kV	1.628	1.697	1.782	1.848
Posiciones de 220 kV	3.423	3.475	3.547	3.633
Posiciones de <220 kV	1.163	1.185	1.218	1.278
Total posiciones en subestaciones	6.214	6.357	6.547	6.759
Transformación (MVA)	94.221	94.981	97.616	99.071

Kilómetros de circuitos de líneas 2025¹

	Península	Baleares	Canarias	Total
Líneas aéreas (km)	41.162	1.114	1.380	43.656
Cable submarino (km)	403	636	129	1.168
Cable subterráneo (km)	644	238	368	1.250
Total	42.209	1.988	1.878	46.074



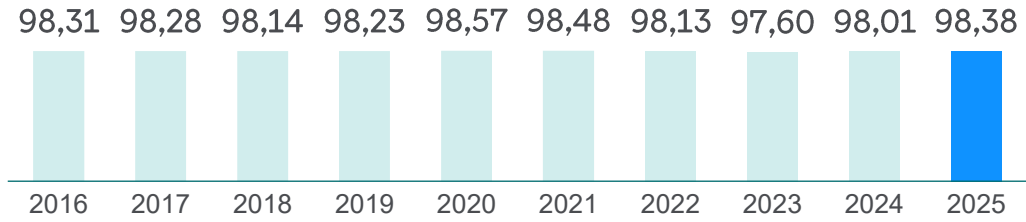
Fuente: *Home | Informes del sistema*

1. Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Elevados niveles de calidad del servicio

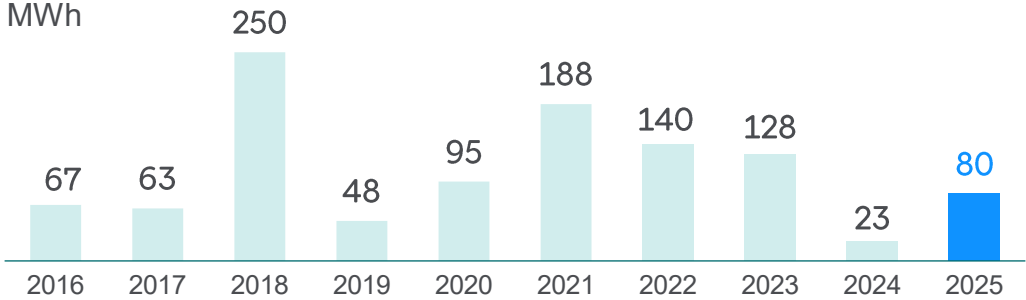
Disponibilidad de la red

Peninsular (%)



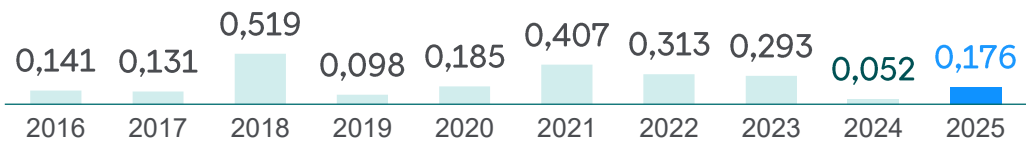
Energía no suministrada peninsular

MWh



Tiempo de interrupción medio peninsular¹

Minutos



1. TIM: Tiempo en minutos obtenido al dividir la energía no suministrada (ENS) entre la potencia media del sistema peninsular.

Fuente: [Home](#) | [Informes del sistema](#)



Operador del Sistema ofrece acceso a la información en tiempo real

Poniendo al consumidor en el centro

redOS

- Información en tiempo real de los principales indicadores de la operación del sistema a través de dispositivos móviles.
- La App pone a disposición del usuario dos perfiles: consumidor con información sencilla para posicionar al ciudadano en el centro del sistema eléctrico, y profesional con información ampliada de carácter más técnico.

<https://www.ree.es/es/operacion/app-redos>

Área Clientes web

- Incluye toda la información necesaria para los servicios en los que participan, generadores, comercializadores, distribuidores o consumidores.

<https://www.ree.es/es/clientes>

E-sios

- Desde este sistema de información del OS se realiza el proceso de programación del mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular español.
- Permite la gestión de la programación de los intercambios internacionales y de los servicios de ajuste del sistema, la comunicación con el Operador del Mercado del Sistema Ibérico, participantes en el Mercado y con los TSO vecinos.

<https://www.esios.ree.es/es>





3.1

Red Eléctrica Planificación eléctrica

Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica

Define las inversiones para Red Eléctrica y es vinculante

Principales características de la Planificación eléctrica

- La planificación se establece por **períodos de 6 años**.
- **Competencia del Estado**, con participación de las CC.AA. e informe CNMC.
- Sometida a **Congreso Diputados** y aprobada por el Gobierno.
- **Red Eléctrica** prepara la primera propuesta y da **soporte técnico** al Ministerio en todo el proceso.
- Planificación **vinculante** para el transporte de electricidad:
 - » Por su carácter de infraestructura básica.
 - » Monopolio natural.
 - » Coordinación con la planificación Urbanística y Ordenación de territorio.
- El **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** incorpora estimaciones sobre demanda y generación, y determina el escenario para elaborar el Plan de desarrollo de la red de transporte.



Planificación en vigor 2021-2026

La inversión total en la red de transporte alcanza los 8.200 M€

Planificación 2021-2026

- Diseñada para desplegar nuevas instalaciones renovables en las zonas con mejores recursos y menor impacto ambiental.
- Máxima penetración de energía renovable: 67 % en el sistema peninsular en 2026.
- Nuevos desarrollos para conexión de sistemas insulares, y refuerzo de interconexiones internacionales.
- Uso intensivo de la red existente, renovando y ampliando su capacidad, y utilizando nuevas tecnologías.

Modificación de Aspectos Puntuales (MAPs) Abril 2024

- Incluye una inversión neta adicional de 489 M€, enfocada a permitir la conexión de nuevos consumos y viabilizar la red de transporte.

Modificación de Aspectos Puntuales (MAPs) Julio 2025

- Incluye 65 actuaciones específicas para aumentar la resiliencia de la red eléctrica, herramientas que faciliten el control de tensión, la estabilidad ante oscilaciones y en general, el refuerzo del sistema eléctrico, tanto en la Península como en Canarias y Baleares.

El MITECO propone una tercera **Modificación de Aspectos Puntuales 2026**, cuyas actuaciones buscan la reducción del uso de ciclos combinados de gas en determinados servicios técnicos y la reducción del coste final de la electricidad, las importaciones del combustible fósil y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Planificación 2021-2026

6.964 M€

MAPs abril

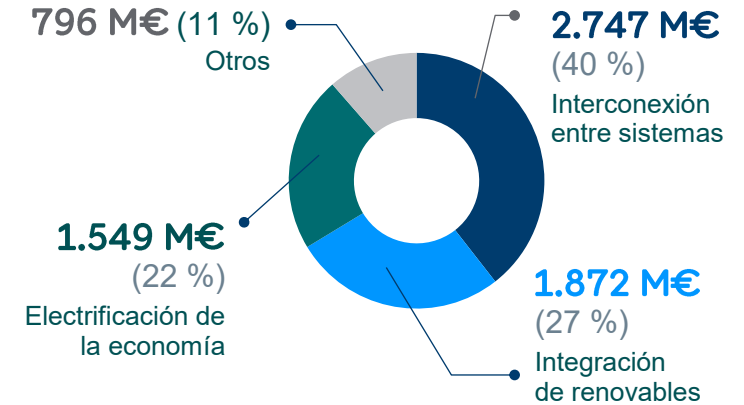
489 M€

MAPs julio

750 M€

Propuesta MAPs 2026

610 M€



- Almacenamiento y generación renovable 62 M€
- Nuevas demandas 343 M€
- Viabilidad de actuaciones planificadas 64 M€
- Necesidades de operación 20 M€
- Nuevos elementos de compensación reactiva I 744 M€
- Nuevas necesidades de operación 6 M€

https://www.planificacioneolica.es/sites/default/files/2025-07/MAPs_PLAN_DESARROLLO.pdf

Más red para acelerar la transición energética

8.000 km

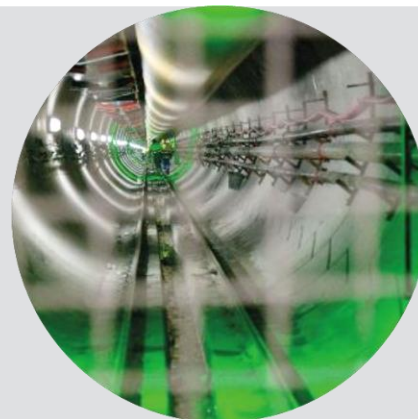
Mejora de red existente

2.700 km

Nuevas líneas

700 km

Cables submarinos



[Home | Planificación eléctrica 2021-2026](#)
[\(planificacionelectrica.es\)](#)

Enlaces con la Península Ibérica y entre islas

- **Península-Ceuta**
- **Península-Baleares.**
- **Ibiza-Formentera**
- **Tenerife-La Gomera.**

Interconexiones internacionales

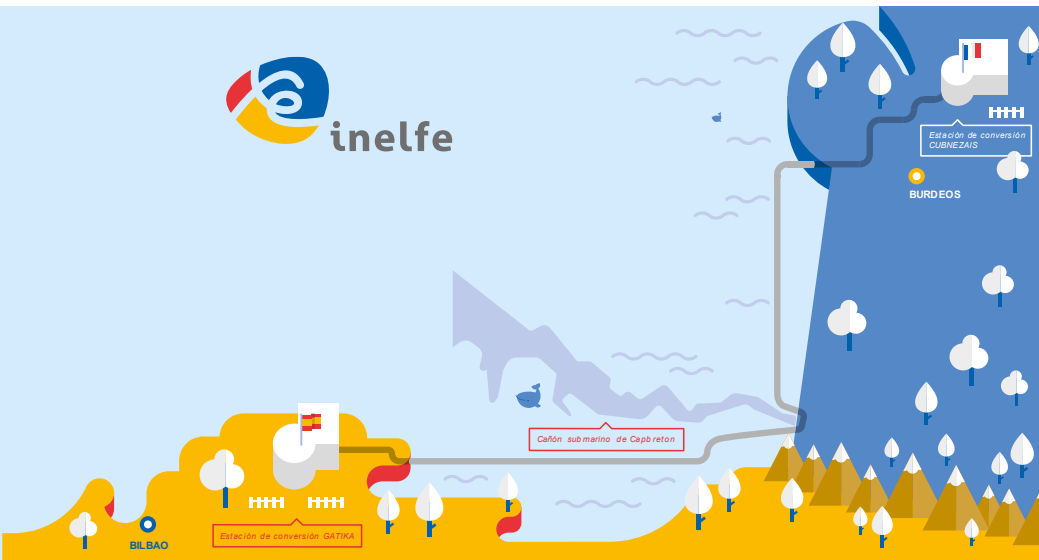
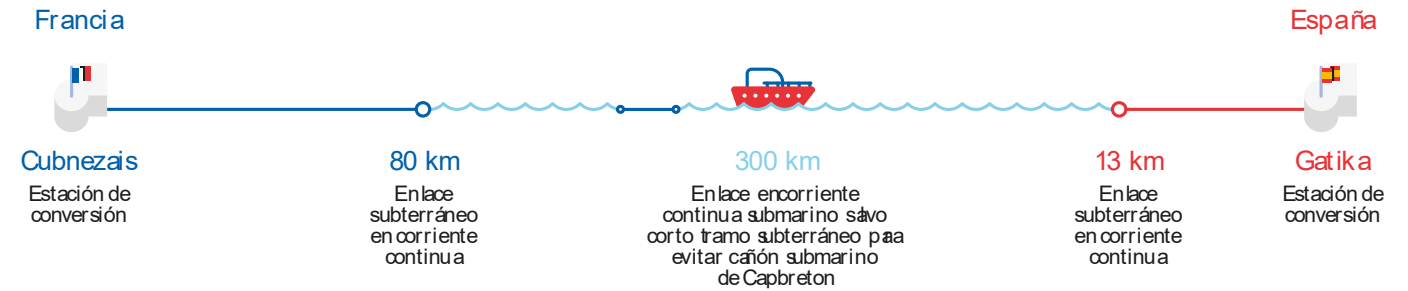
- **España-Francia por el golfo de Vizcaya.**
- **Aragón-Pirineos Atlánticos**
Posterior a interconexión Golfo de Vizcaya.
- **Navarra-Landas (Francia)**
Posterior a interconexión Golfo de Vizcaya.
- **Galicia-Norte de Portugal**
- **España-Marruecos (3^{er} cable)**

Almacenamiento energético

- **Central de bombeo Salto de Chira en Gran Canaria..**

Interconexión submarina España-Francia por el Golfo de Vizcaya (I)

- **Inelfe**¹ responsable de la construcción y puesta en servicio de la interconexión.
- Proyecto de Interés Común Europeo (PIC).
- Enlace en **corriente continua submarina (HVDC)**²
- **4 cables**. Dos por cada enlace.
- **400 km**. Longitud de la interconexión.
- **2 x 1.000 MW**. Capacidad de transporte.
- Aumento capacidad de intercambio hasta **5.000 MW**.



1. Compañía participada a partes iguales por el operador y transportista del sistema eléctrico español, Red Eléctrica, y su homólogo francés Réseau Transport d'Électricité (RTE).
2. Cable HVDC (*high voltage direct current*) a excepción de un tramo corto de cable para evitar cañón de Capbreton.

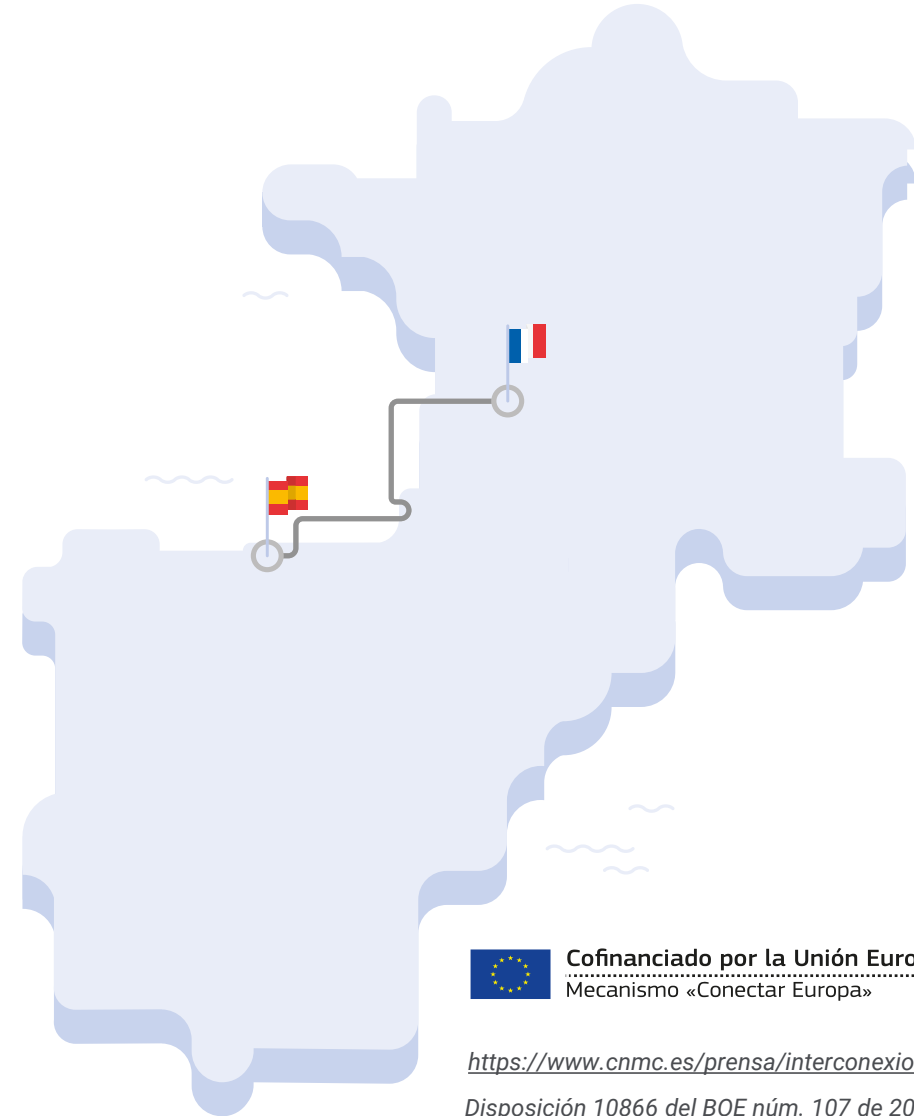
<https://www.inelfe.eu/es>

Interconexión submarina España-Francia por el Golfo de Vizcaya (II)

Costes del proyecto

- **Acuerdo sobre el reparto de costes** del proyecto entre los reguladores CNMC & CRE en febrero de 2023.
 - » Coste total de 2.850 M€.
 - » España financia un 51 % del total del proyecto.
- **Subvención por parte de la UE** de 588 M€ de los que 238 M€ corresponden a España.
- **Financiado con rentas de congestión¹**: reparto de las rentas de congestión al 50 % entre RE y RTE.
- Mayo 2023 se otorga el **carácter singular** de la interconexión:
 - » Se establece como mejor estimación económica del valor de inversión del proyecto la cantidad de 1.464 M€ para Red Eléctrica.
 - » El valor máximo de inversión con derecho a retribución a cargo de peajes (RAB) será 861 M€ (no se consideran las subvenciones ni la parte financiada por las rentas de congestión).

1. La diferencia de precios entre dos áreas interconectadas genera unos ingresos llamados "rentas de congestión" en las subastas de capacidad de intercambio. Estos ingresos se reparten a partes iguales entre los países y se destinan al sistema eléctrico.



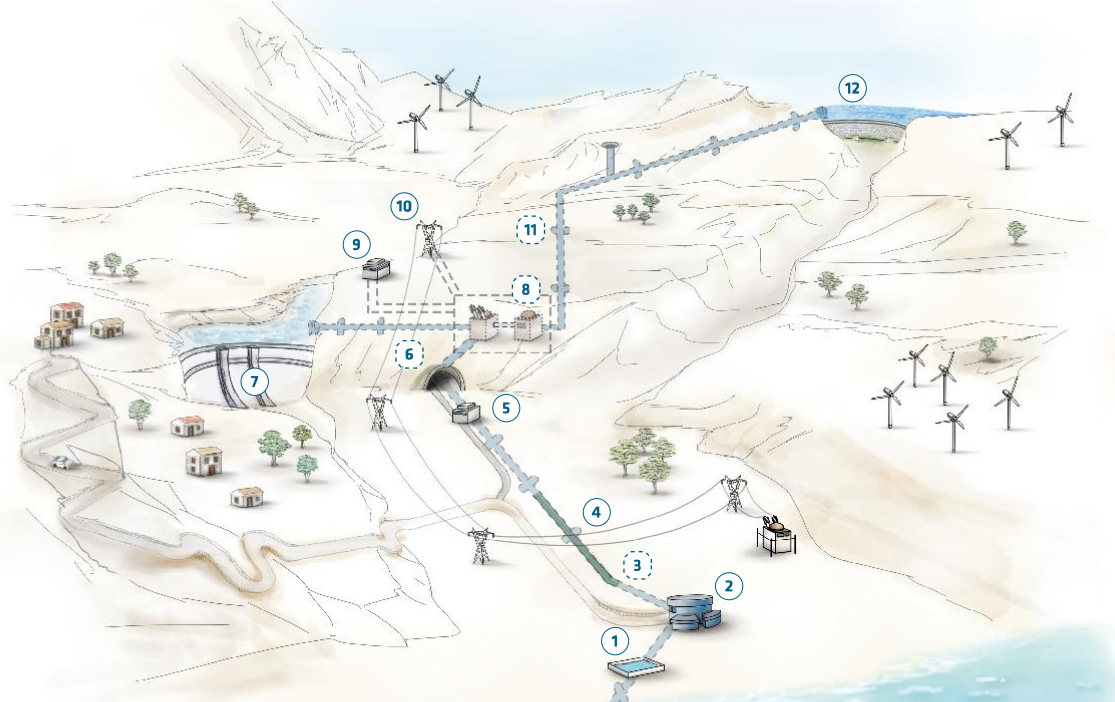
 **Cofinanciado por la Unión Europea**
Mecanismo «Conectar Europa»

<https://www.cnmc.es/prensa/interconexion-vizcaya-20230302>

Disposición 10866 del BOE núm. 107 de 2023

Almacenamiento energético: herramienta del Operador del Sistema para la transición energética

Permitido en sistemas aislados para maximizar la integración de renovables, y aumentar la flexibilidad, eficiencia y seguridad del sistema.



○ Elementos en superficie ◌ Elementos subterráneos

- | | |
|---|--|
| 1. Cántara de captación de agua del mar. | 8. Caverna de la central y caverna de transformadores (incluye subestación de 220 kV). |
| 2. Planta desaladora de agua de mar (incluye estación de bombeo I). | 9. Edificio de control y servicios auxiliares. |
| 3. Canalización de agua desalada de 20 km. | 10. Línea eléctrica de 220 kV. |
| 4. Senda turística. | 11. Circuito hidráulico. |
| 5. Estación de bombeo II de agua desalada. | 12. Presa de Chira. |
| 6. Túnel de acceso a la central de 2 km. | |
| 7. Presa de Soria. | |

Central hidroeléctrica de bombeo Salto de Chira

 3,5 GWh Almacenamiento	 > 20 % Reducción de emisiones de CO ₂	 Más de 100.000 Horas de ingeniería	 200 MW Potencia de turbinación
 51 % Penetración renovable en 2027	 Más de 6.500 Puestos de trabajo a nivel nacional	 2,7 Hm³ Agua producida anualmente	 0,7 % PIB de Canarias
 122 M€ Ahorro costes variables de generación	 ~ 6.000 Puestos de trabajo en Canarias	 ~ 600 M€ Inversión prevista	

Central hidroeléctrica reversible Soria - Chira en Gran Canaria

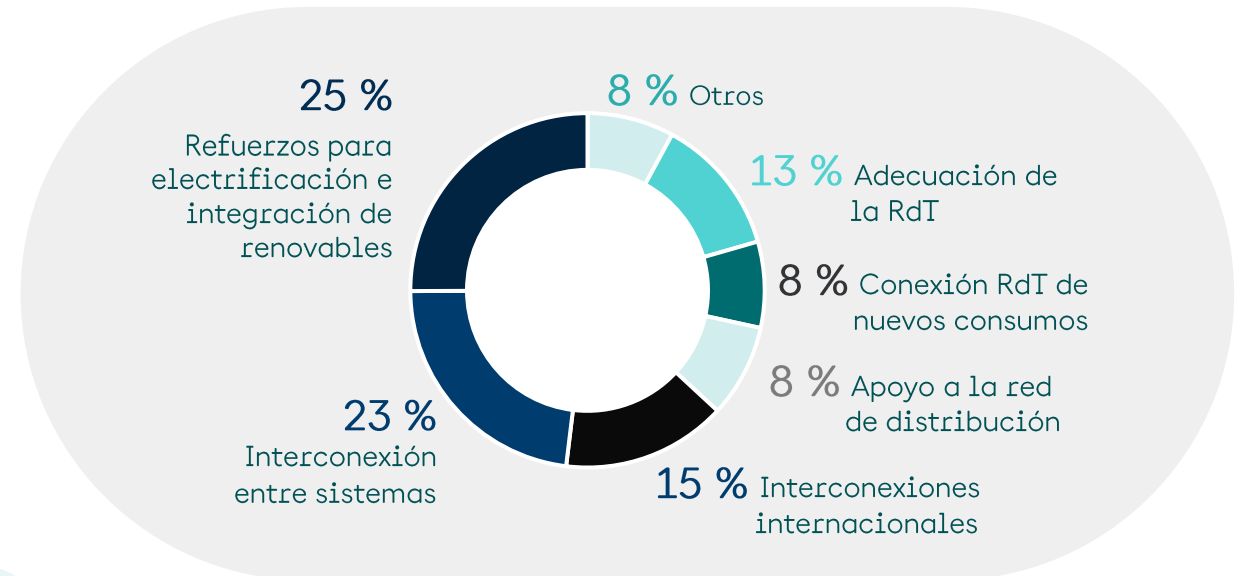
Propuesta de nueva Planificación eléctrica 2025-2030 con una inversión superior a los 13.000 M€

Define las inversiones del TSO para los próximos años, con un volumen sin precedentes

Principios rectores

- **Maximizar** la utilización de la red existente.
- **Despliegue** de nuevas instalaciones renovables.
- **Conexión** de nuevas demandas, electrificación de la economía, sistemas insulares, y refuerzo de interconexiones internacionales.
- **Reforzar** la resiliencia y seguridad del sistema.

Desglose inversiones



La red de transporte dispone de capacidad para nueva demanda en el 25 % de sus nudos

Nota: Borrador de Planificación eléctrica 2025-30 publicado en octubre 2025, pendiente de las fases de consolidación y aprobación

<https://www.planificacionelectrica.es/proceso-2025-30>

Principales proyectos de la Planificación 2025-2030

Maximización del uso de la red de transporte y más red para acelerar la transición energética



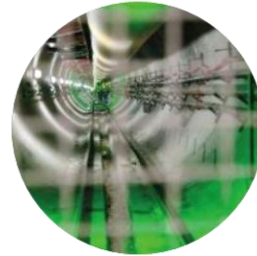
Principales actuaciones Península

- Eje Sur levante.
- Corredor Andalucía-C. la Mancha-Madrid.
- Eje Andalucía Extremadura.
- Refuerzos anillos grandes ciudades (Madrid, Zaragoza, Asturias).
- Integración de renovables.



Interconexiones internacionales

- España-Francia por el Golfo de Vizcaya.
- Refuerzo Interconexión con Portugal.
- España-Marruecos (3er cable).
- Fase inicial Aragón-Pirineos Atlánticos (Francia).
- Fase inicial Navarra-Landes (Francia).



Enlaces con la Península Ibérica y entre islas

- Refuerzo enlace Península-Baleares.
- Ibiza-Formentera.
- Mallorca-Menorca (3er enlace).
- Refuerzo de la red Lanzarote-Fuerteventura.



Almacenamiento energético

- Central de bombeo Salto de Chira en Gran Canaria.
- Baterías Menorca e Ibiza.

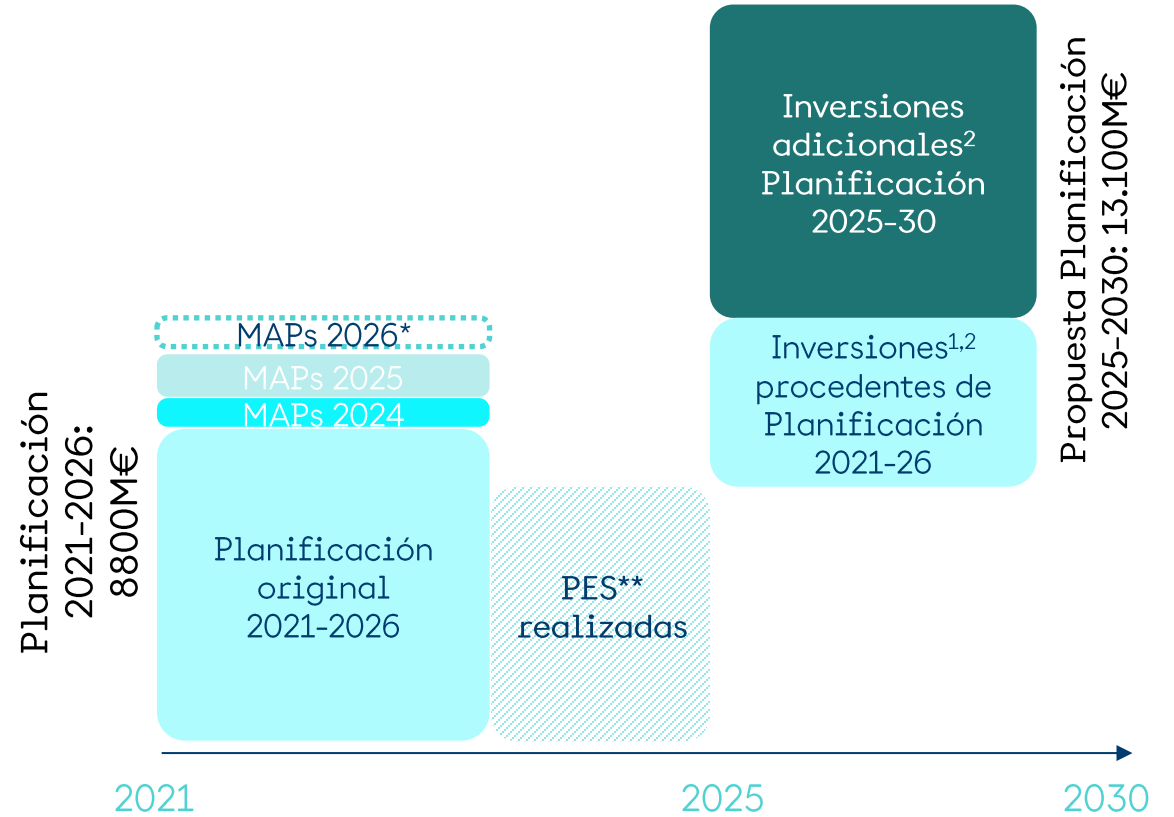


Necesidades de operación

- Elementos para control de tensión.
- Compensadores síncronos en la Península, Canarias y Baleares.

Proceso de Planificación

Hasta que una instalación no es incluida en la Planificación o en una Modificación de Aspectos Puntuales (MAPs), Red Eléctrica no puede iniciar su tramitación.



El proceso de planificación eléctrica es la herramienta para desarrollar el sistema eléctrico de forma coordinada, las diferentes planificaciones son partes de un proceso continuo.

* MITECO propone una tercera Modificación de Aspectos Puntuales (MAPs) 2026, con el objetivo de seguir aumentando la resiliencia del sistema eléctrico y reducir el coste de la electricidad para los consumidores. La inversión en las nuevas infraestructuras se amortizará rápidamente, gracias al ahorro obtenido por la menor utilización de centrales de gas.

** PES: Puesta en servicio de activos.

1. Los proyectos que quedan pendientes de una Planificación se tienen en cuenta en la siguiente Planificación.
2. Debido a la naturaleza de muchos proyectos, con largos tiempos de tramitación y ejecución, parte de esta inversión se pondrá en servicio más allá de 2030

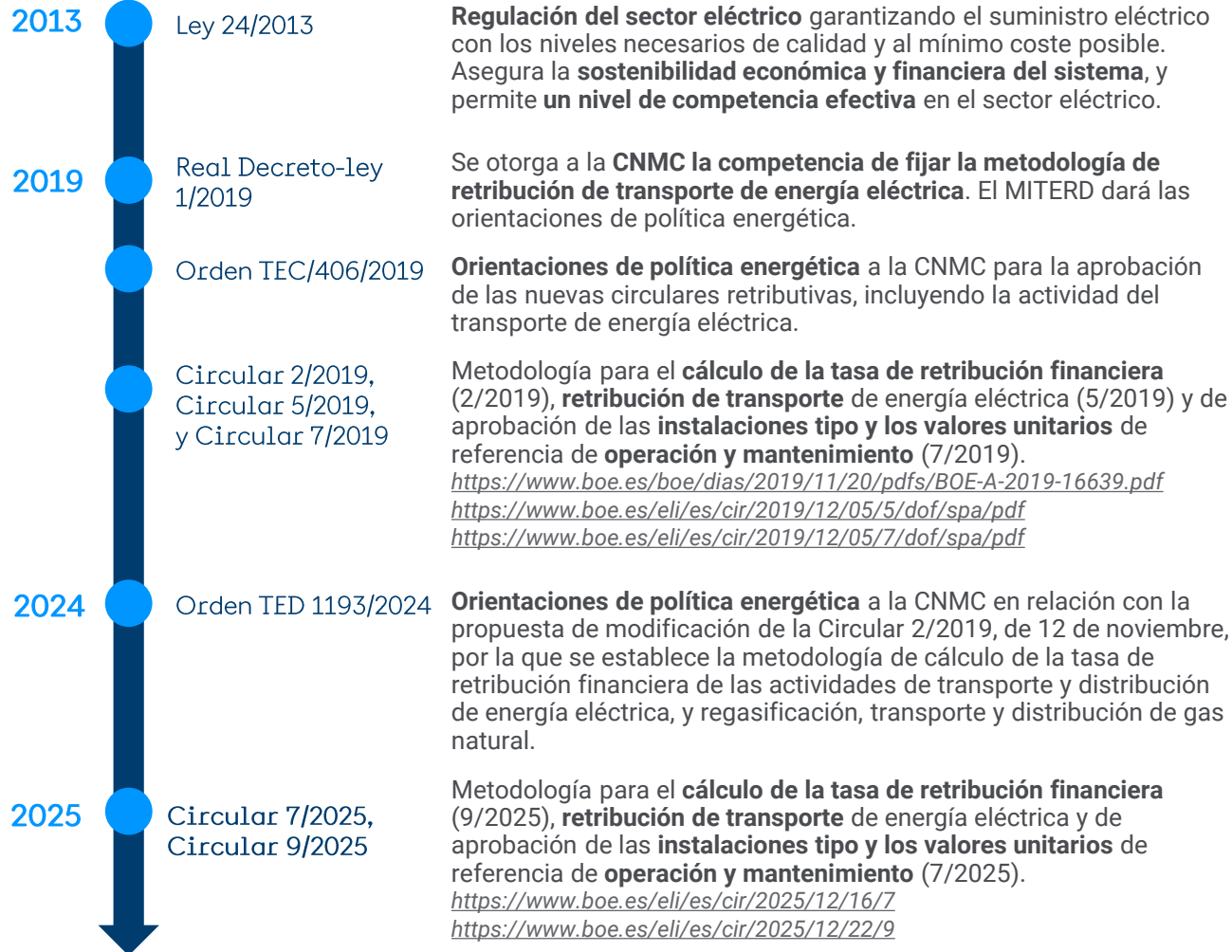


3.2

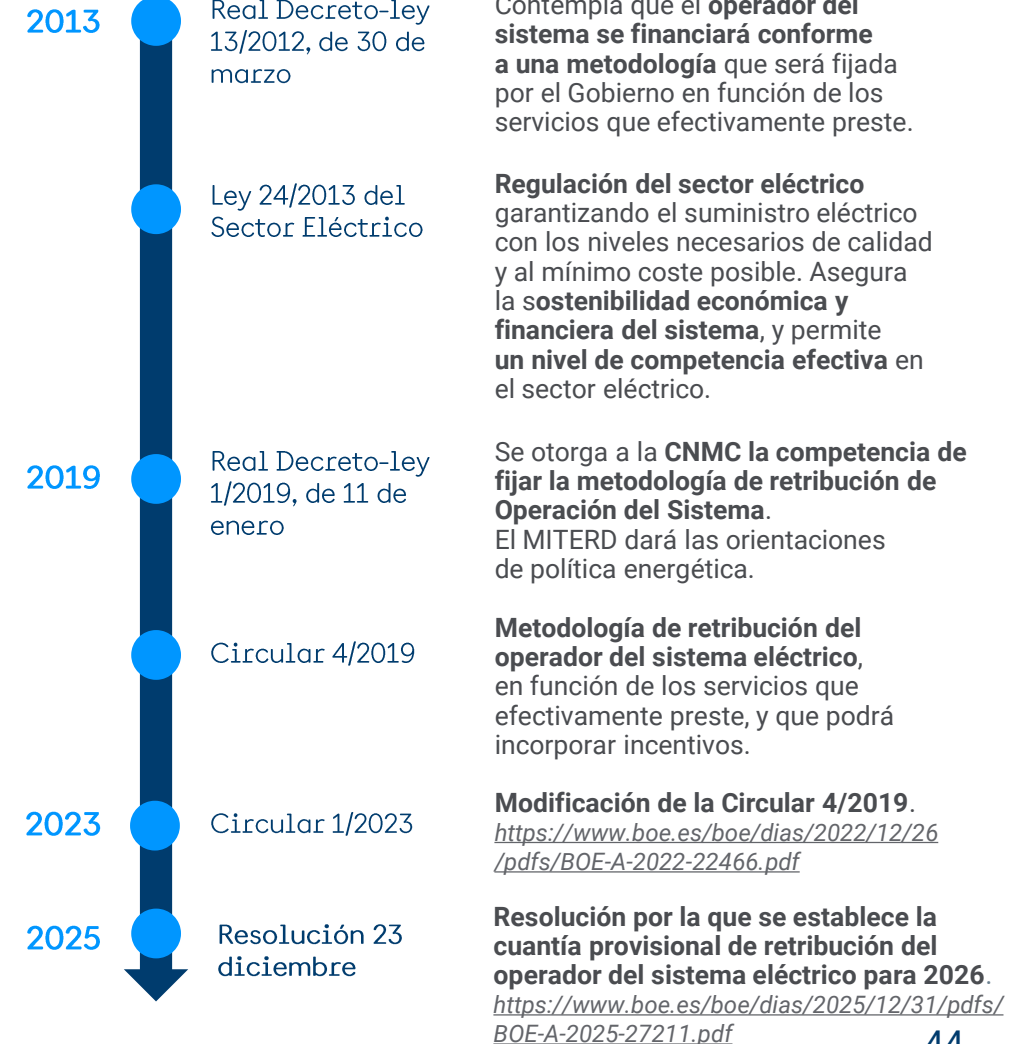
Red Eléctrica Marco retributivo

Principales disposiciones normativas en la retribución del Transporte y la Operación del Sistema

Transporte de energía eléctrica

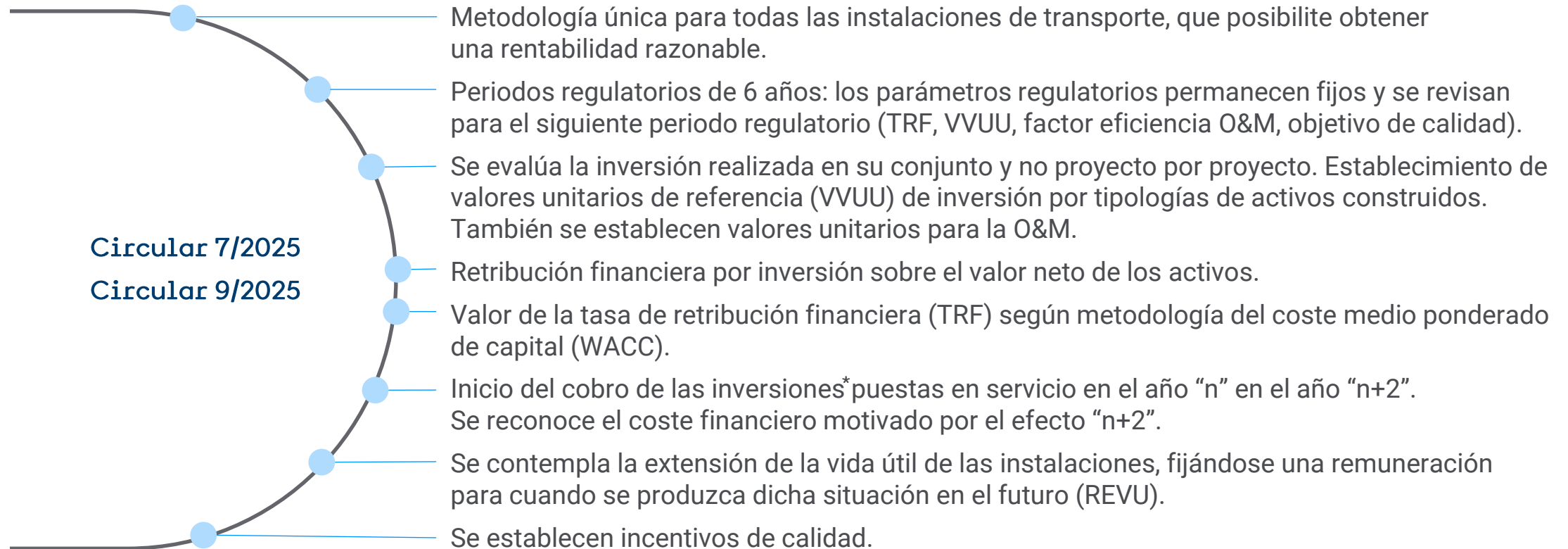


Operador del Sistema



Modelo retributivo de la actividad de Transporte

Principios básicos



* Debido al desfase de dos años entre la puesta en servicio y el cobro de la retribución, a todos los términos retributivos se les aplica un factor de retardo que viene a compensar financieramente dicho desfase.

Modelo retributivo de la actividad de Transporte

Nuevos parámetros

Tasa Remuneración Financiera TRF: 6,58%

Comparativa valores unitarios - coste real.
Banda 90-105 %*: reconocimiento coste real

Nuevos valores unitarios de OPEX: -13%

Reconocimiento parcial obra en curso:
proyectos singulares, coste deuda (+3,35%), 5 años

Actualización valores unitarios de CAPEX: +6,4% en media

Retención del 10% de las subvenciones europeas y nacionales

* Por encima de esta banda, el importe reconocido será la semisuma entre ambos valores, con un límite máximo del 115%.

Modelo retributivo de la actividad de Transporte

Modelo predecible y estable

- RI**
+

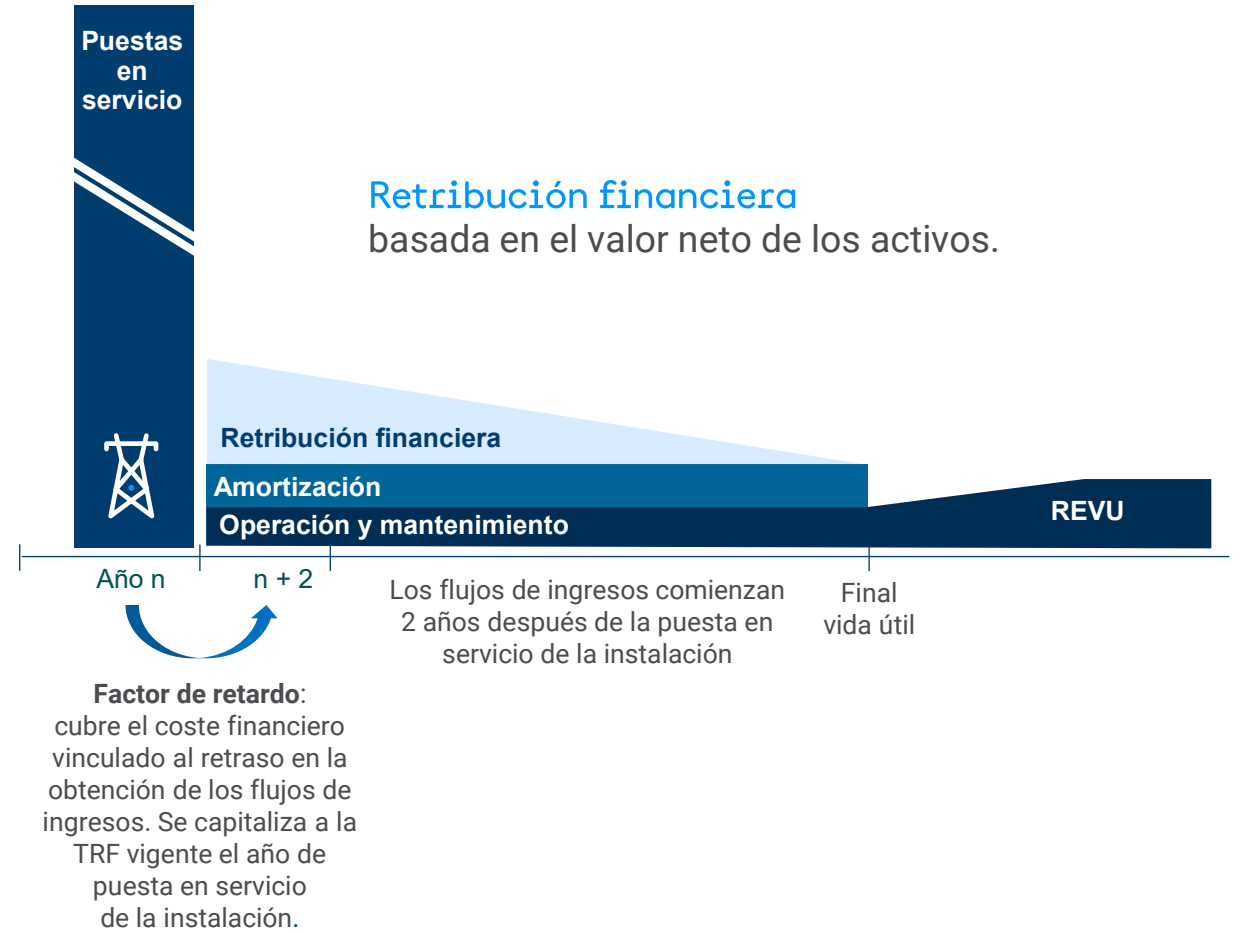
Retribución por inversión: Permite recuperar el capital invertido con una rentabilidad “razonable” durante la vida útil de las instalaciones. Compuesta por retribución financiera y retribución por amortización. (Ver detalle en página 47)
- ROM**
+

Retribución por operación y mantenimiento (O&M): reconoce los costes por este concepto mientras la instalación se encuentre en servicio.
- REUV**
+

Retribución en concepto de extensión de vida útil: para las instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria.
- ICa1**
+

Incentivo a la calidad: Para un determinado año, asociado al grado de disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte el año $n-2$ y a la reducción del tiempo medio de interrupción en el año $n-2$.
- ROC**

Retribución de la obra en curso: Para instalaciones singulares se reconocen los importes invertidos antes del año de la puesta en servicio, capitalizados hasta 5 años por el coste de la deuda vigente establecida en la TRF que aplique cada año.



Modelo retributivo de la actividad de Transporte

Retribución por inversión (RI)

Se compone de retribución por amortización y retribución financiera

$$R = RI + ROM + REVU + ICal + ROC$$

Retribución por amortización (A)

+

Retribución financiera (RF)

Se obtendrá a partir de los **valores de inversión** y de la **vida útil** de la instalación.

$$A = \frac{VI}{VU}$$

VI Instalaciones no singulares: Se retribuye a valor auditado la totalidad anual de las instalaciones puestas en servicio. A mitad del periodo regulatorio (3 años) estos costes se comparan con los valores unitarios establecidos. En caso de que los costes del proyecto se encuentren en la horquilla del 90-105%, se mantiene la **retribución a valor auditado**. En caso contrario, el importe reconocido será la semisuma entre ambos valores, con un límite máximo del 115%.

Instalaciones singulares¹: el valor de la inversión será la semisuma del valor real y el valor aprobado en la resolución de singularidad.

Las **ayudas públicas percibidas por la instalación** se deducirán del VI. Este valor será el 90% del importe percibido y en ningún caso el margen del 10% a considerar podrá ser superior a 10 M€.

VU La **vida útil** de las instalaciones es 40 años para la mayoría de las instalaciones².

Se calculará en función del **valor neto de la inversión** y la **tasa de retribución financiera** fijada.

$$RF = VN \cdot TRF$$

VN **Valor Neto de la inversión de la instalación,** deduciendo la amortización acumulada.

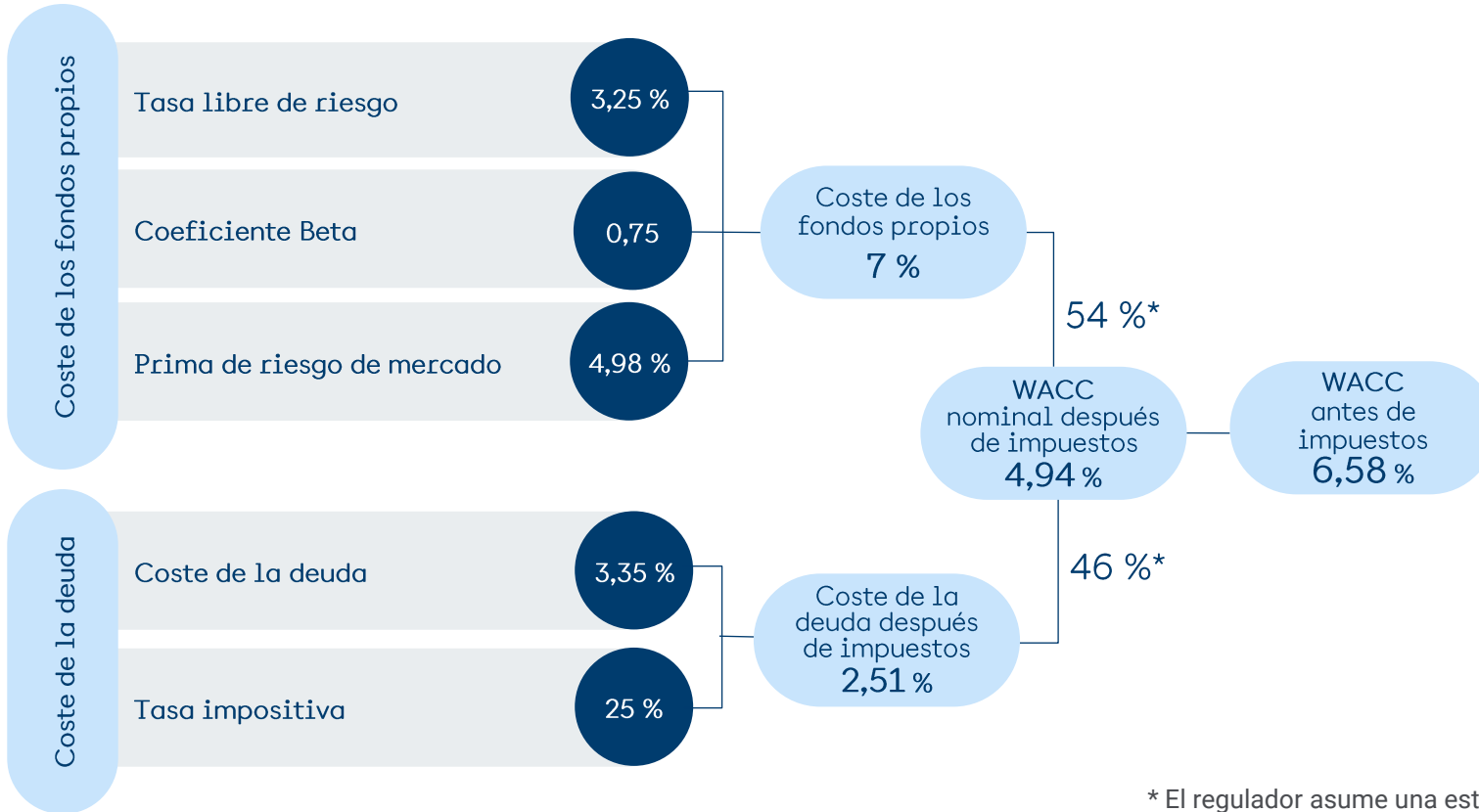
TRF Su valor lo establece **la Circular 9/2025** de la CNMC: 6,58 % para el periodo 2026-2031. (Ver detalle en página 48)

- 1 Instalaciones singulares: aquellas que no llevan asociadas un valor unitario de referencia por sus características particulares.
- 2 Despachos de maniobra con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 12 años.

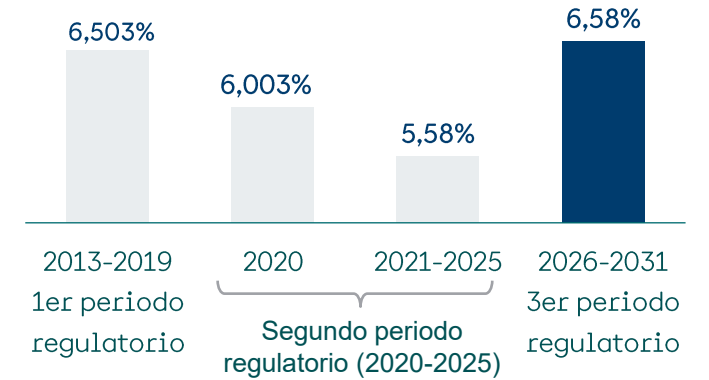
Modelo retributivo de la actividad de Transporte

Cálculo de la Tasa de Retribución Financiera (TRF) para el periodo 2026-2031

Circular 9/2025: modelo de coste medio ponderado de capital (WACC) pre-tax



Mejora de +100p.b. respecto a la TRF reconocida en el periodo anterior



* El regulador asume una estructura de capital eficiente del 54% equity y del 46% deuda, pesos que se utilizan para ponderar el coste del equity y de la deuda en el calculo del WACC.

Modelo retributivo de la actividad de Transporte

Retribución por Operación y Mantenimiento (ROM)

Retribución basada en **valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento** actualizados a lo largo de la vida del activo, en cada periodo regulatorio.

Eficiencias: las empresas pueden retener el 100 % de las ganancias de eficiencia obtenidas de los OPEX durante el periodo regulatorio.

$$R = RI + ROM + REVU + ICal + ROC$$

Retribución por extensión de vida útil (REVU)

Aquellas instalaciones que han **finalizado su vida útil** y que continúan en servicio verán incrementada su retribución por O&M en un 30 % durante los primeros 5 años, aumentando este porcentaje un 1 % anual entre los años 6-10, un 2 % anual adicional entre los años 11 y 15, y un 3 % anual adicional a partir del año 15, hasta un máximo permitido del 100 %.

$$R = RI + ROM + REVU + ICal + ROC$$

$$REVU = \mu \times ROM$$

ROM: Retribución por O&M que le correspondería a la instalación en el año n.

μ: Coeficiente de extensión de la vida útil que varía en función de los años transcurridos desde el fin de la vida útil.

Incentivo de calidad (ICal)

ICal: Suma de los sub-incentivos de disponibilidad (peso del 40%) y el de reducción del tiempo de interrupción medio (peso del 60%). La bonificación máxima será del 0,5% y la penalización máxima será del -1% de la ROM.

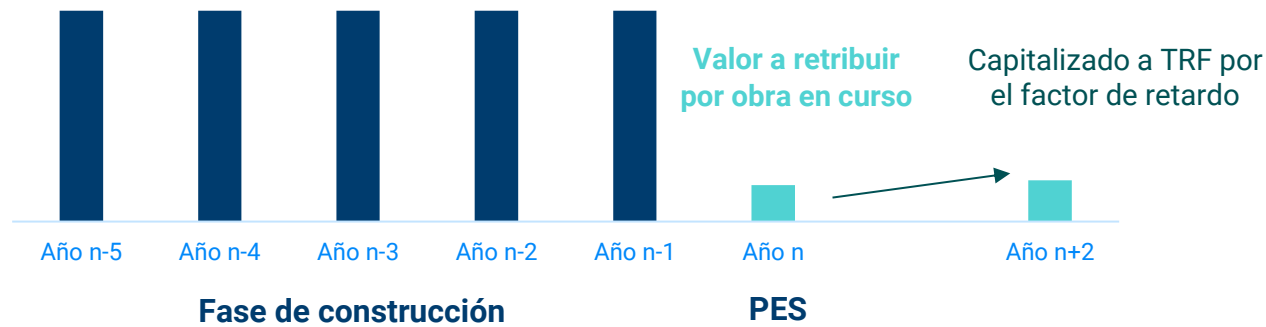
$$R = RI + ROM + REVU + ICal + ROC$$

Retribución de la obra en curso (ROC)

Para instalaciones singulares

- Se incluye un nuevo término retributivo asociado a la Obra en curso de **instalaciones singulares** (40% del plan de inversiones).
- Se reconoce la **capitalización anual** de la obra en curso con el **coste de la deuda establecido en la TRF correspondiente** (3,35 % para el periodo 2026-2031).
- Se reconoce durante los **cinco años previos a la puesta en explotación** de la instalación.
- **El cobro (caja)** se percibe totalmente en la primera anualidad de retribución de la instalación (n+2), aplicando el factor de retardo retributivo.

Capitalización al coste de la deuda 5 años antes de la PES



Nota: PES, Puesta en servicio.

Distribución costes sector eléctrico

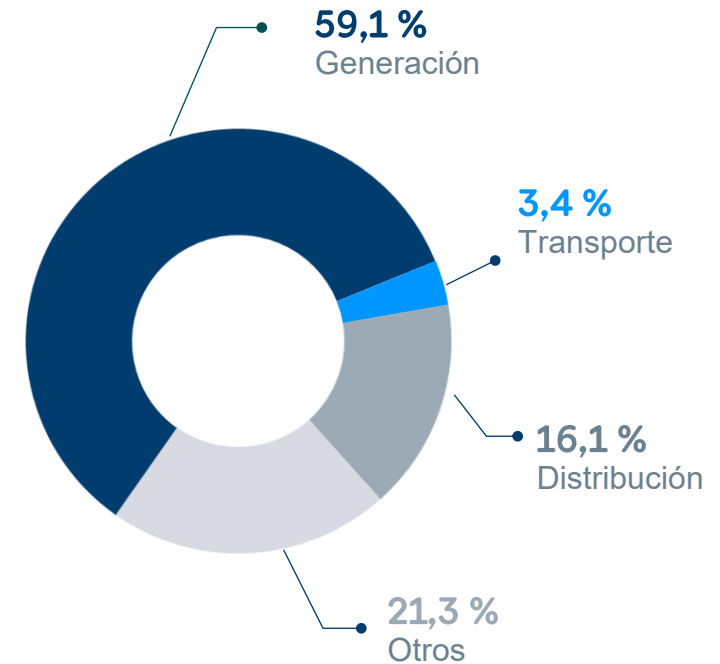
La actividad de transporte supone menos de un 5 % de los costes totales del sector en 2025

Costes del sector eléctrico 2025

- La retribución del transporte corresponde al valor estimado por la CNMC para el año 2025¹.
- La retribución en el año 2025 es provisional hasta que la CNMC publique la resolución con la retribución definitiva del año 2024 y 2025.



Costes totales del sector eléctrico: 36.275 M€



1. Total retribución red de transporte año 2025, estimación CNMC tomada del Cuadro 11 de la Memoria de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad del año 2026 que asciende a 1.236 M€.

Modelo retributivo de la Operación del Sistema

Circular 4/2019 modificada por la Circular 1/2023 de la CNMC

Compuesto por una base de retribución, incentivos y el importe anual devengado de la cuenta regulatoria por nuevas obligaciones

Base de retribución: Opex + Margen Opex + Amortización + RF

- **Opex:** retribución por Opex calculado a partir de costes contables.
- **Margen sobre Opex** del 5 %.
- **Amortización:** término de amortización estándar incluida en la base de retribución del periodo regulatorio.
- **RF:** término de retribución financiera. Misma TRF que en la actividad de transporte (6,58 %).

+

Retribución por incentivos¹

- Resolución restricciones técnicas.
- Previsión de demanda.
- Previsión de energía renovable.
- Fijar eficientemente el nivel de reserva térmica.
- Atención a consultas de los agentes.
- Promoción de nuevos servicios de balance.

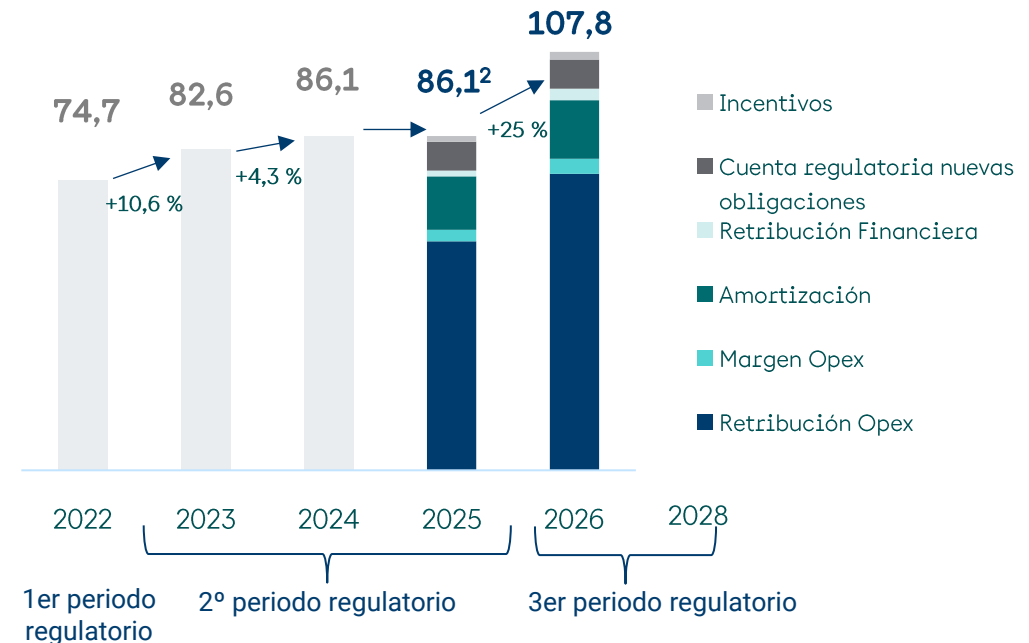
+

Cuenta regulatoria

- Saldo del que el OS podrá disponer durante el periodo regulatorio para asumir nuevas obligaciones atribuidas por reglamentos europeos o regulación nacional.

Retribución OS (M€)

Los parámetros se establecen por periodos regulatorios de 3 años, manteniéndose fijos durante los mismos. Nuevo periodo regulatorio 2026-2028



1. Incentivos modificados en la Circular 1/2023.

2. <https://www.boe.es/boe/dias/2024/12/20/pdfs/BOE-A-2024-26690.pdf>

Retribución del Salto de Chira (I)

Competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Retribución a la inversión

- + • **Retribución por amortización:** permite recuperar el valor de inversión durante la vida útil de cada partida de la central.
- + • **Retribución financiera:** en función del valor neto de la inversión, deduciendo amortización acumulada, y de la Tasa de Retribución Financiera (TRF).

Retribución O&M fijo y variable

- + • **Retribución por Operación y Mantenimiento:** reconoce los costes fijos y variables asociados a la explotación y mantenimiento de la instalación.

Retribución fase de construcción

- + • **Retribución asociada a la fase de construcción:** se determina un valor de Inversión constituido por la capitalización de la inversión acumulada durante la fase de construcción (obra en curso), y se percibe en un periodo de 5 años desde la puesta en servicio (PES).

Incentivo

- **Incentivo almacenamiento:** ligado a la integración de renovables.

Valor de inversión: valor provisional reconocido de **589 M€**. El valor de inversión definitivo se establece como la semisuma del valor provisional aprobado en la Orden y el valor contable real. (RD 738/2015).

Vida útil: queda fijada en la Orden la vida útil regulatoria de cada una de las partidas de la central (obra civil 65 años, equipos electromecánicos 25 años, desaladora 25 años, ...).

Tasa de retribución financiera (TRF): **6,58 %** para el tercer periodo regulatorio 2026-2031, misma TRF que los territorios no peninsulares (Ley del Sector Eléctrico 24/2013, y RD 738/2015).

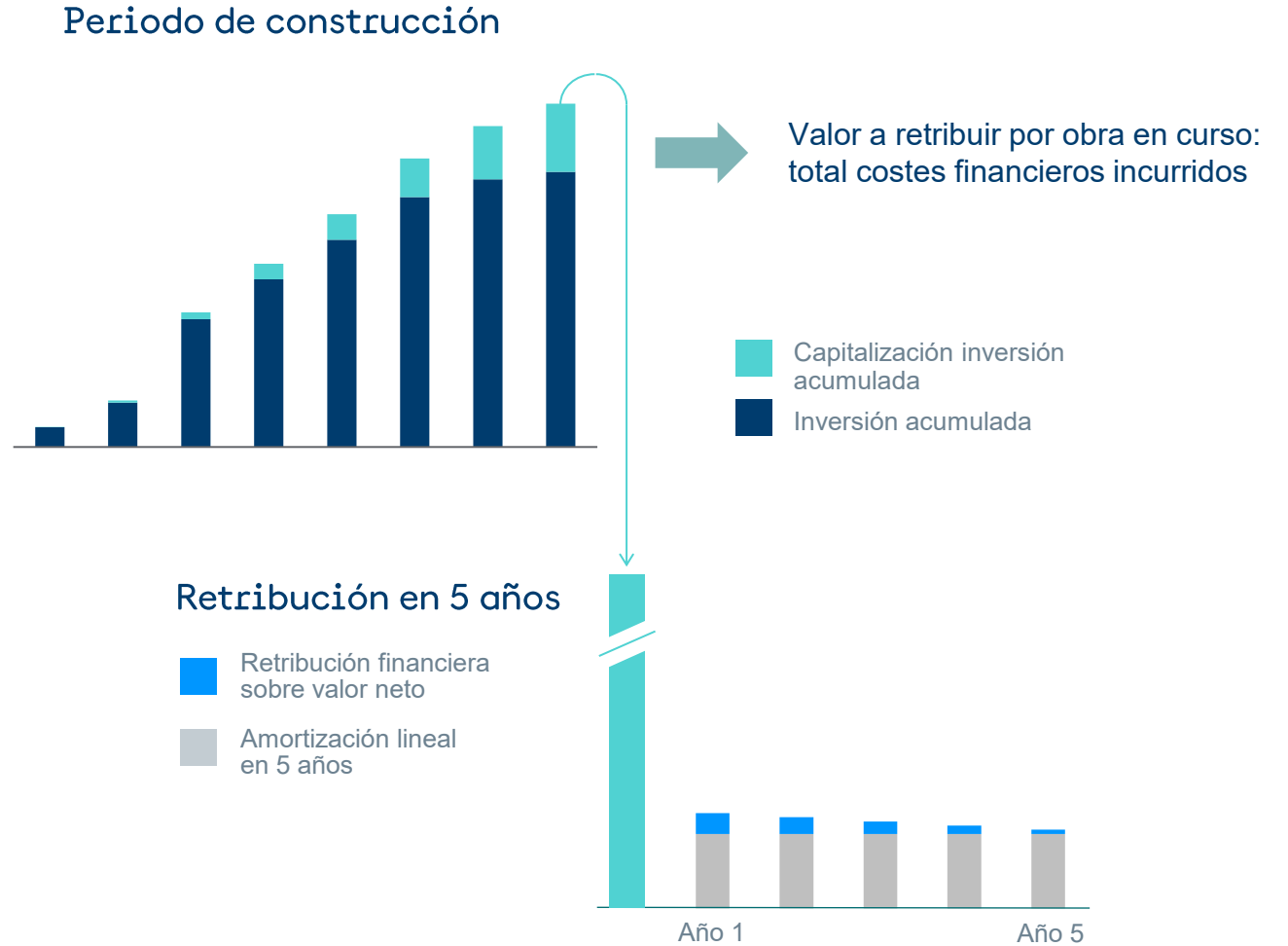
Subvención: se descuenta del valor reconocido. Otorgada una ayuda con **fondos FEDER de 90 M€**.

Contablemente se registra de acuerdo a la CINIIF 12 (contratos de concesión de servicios), lo que supone un impacto positivo en la cuenta de resultados durante la fase de construcción en función del grado de avance.

Retribución del Salto de Chira (II)

Retribución de la obra en curso

- Se determina un **valor a retribuir** constituido por la **capitalización de la inversión acumulada durante la fase de construcción** (obra en curso). Como tipo de interés se utilizará un valor igual al de la tasa de retribución financiera vigente en cada año, actualmente el 6,58 %.
- **Se retribuye durante los cinco primeros años** tras la puesta en explotación de la instalación:
 - » Amortización lineal en cinco años.
 - » Retribución financiera sobre el valor neto a la tasa vigente.
- **El cobro (caja)** se percibe durante esos cinco primeros años tras la puesta en explotación.



Nota: cálculos de acuerdo a los datos publicados en el Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, disposición adicional segunda, definiendo la tasa de retribución para el periodo 2026-2031 en 6,58 %.
Disposición 6544 del BOE núm. 71 de 2026

Redinter

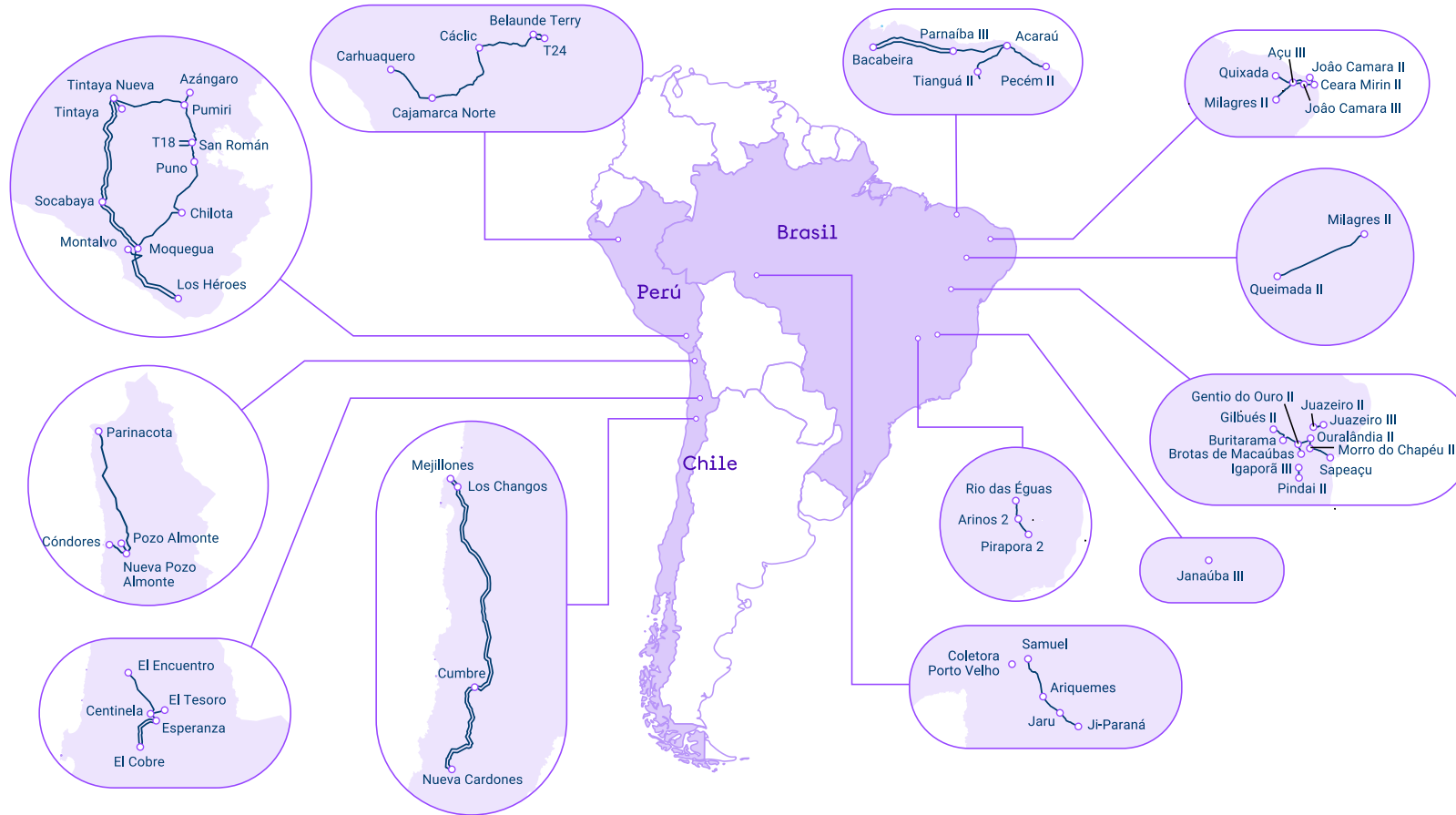
4



Quiénes somos

Más de 27 años construyendo y gestionando redes en Latinoamérica, más de 1.600 M€¹ invertidos hasta 2025

Presencia internacional de Redeia



Perú

- Presentes desde **1999**.
- Gestionamos **1.691 km** de circuito, todos en operación comercial.

Chile

- Presentes desde **2016**.
- Gestionamos **1.773 km** de circuito, todos en operación comercial.

Brasil

- Presentes desde **2020**.
- Gestionamos **4.209 km** de circuito, todos en operación comercial.

1. Incluye participación financiera del 5 % del capital en REN.

Nota: cifras a cierre de 2025.

Redinter

Perú

- **Red Eléctrica Andina, S.A.C.** 100 %
- **Red Eléctrica del Norte Perú, S.A.C.** 100 %
 - Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM, S.A.C. 100 %
- **Red Eléctrica del Sur S.A.** 100 %
 - Transmisora Eléctrica del Sur, S.A.C. 100 %
 - Transmisora Eléctrica del Sur 2, S.A.C. 100 %
 - Transmisora Eléctrica del Sur 3, S.A.C. 100 %
 - Transmisora Eléctrica del Sur 4, S.A.C. 97,44 %*

Chile

- **Red Eléctrica Chile, SPA.** 100 %
 - Red Eléctrica del Norte, S.A. 69,9 %
 - Red Eléctrica del Norte 2, S.A. 100 %
 - Transmisora Eléctrica del Norte, S.A. 50 %
 - Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. 50%

Brasil

- **Red Eléctrica Brasil Holding LTDA.** 100 %
 - **Argo Energía Empreendimentos e Participações, S.A.** 50 %
 - Argo Transmissão Empreendimentos e Participações, S.A. (Argo I). 100 %
 - Argo II Transmissão Empreendimentos e Participações, S.A. (Argo II). 100 %
 - Argo III Transmissão Empreendimentos e Participações, S.A. (Argo III). 100 %
 - Argo IV Transmissão Empreendimentos e Participações, S.A. (Argo IV). 100 %
 - Argeb Energía Empreendimentos e Participações, S.A. 62,5 %
 - Argo V Transmissão de Energía S.A. (Argo V). 100 %
 - Argo VI Transmissão de Energía S.A. (Argo VI). 100 %
 - Transmissora José María de Macedo de Electricidade, S.A. (Argo VII). 100 %
 - Giovanni Sanguinetti Transmissora de Energía S.A. (Argo VIII). 100 %
 - Argo IX Transmissão de Energía, S.A. (Argo IX). 100 %

Portugal

- **Redes Energéticas Nacionais, S.A.** 5 %

*2,56% restante propiedad de Red Eléctrica Internacional.

Nota:

- Participación en Red Eléctrica del Norte S.A. junto con Cobra Instalaciones y servicios.
- Participación en Transmisora Eléctrica del Norte S.A. junto con ENGIE Energía Chile
- Participación en Compañía Operadora de Infraestructuras Eléctricas S.A. junto con ENGIE Energía Chile.
- Participación en Argo Energía Empreendimentos e Participações junto con Grupo Energía Bogotá (GEB).

Hitos y principales magnitudes

Hitos

- 1999**
 - Entrada en Perú a través de REA, y adjudicación de Red Eléctrica del Sur.
- 2015**
 - Entrada en operación comercial de la ampliación de la Subestación Centinela– Red Eléctrica del Norte 2 S.A.
- 2016**
 - Entrada en Chile tras la adjudicación de Red Eléctrica del Norte S.A. (REDENOR) y la adquisición del 50 % de TEN.
- 2018**
 - Adquisición al norte de Perú de la Sociedad Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM de 220 kV (REDELNOR).
 - Adquisición de REDENOR 2 en Chile.
- 2019**
 - Adquisición 50 % de las acciones ordinarias Argo Energía (Brasil).
- 2022**
 - Adquisición Rialma Transmisora de Energía III, Argo IV (Brasil).
 - Puesta en operación comercial Argo II (Brasil).
 - Entrada operación etapa 2 REDENOR (Chile).
 - Adquisición Argo V, VI, VII, VIII y IX (Brasil).
 - Inicio operación TESUR 4 (Perú).
- 2023**
 - Finalización segunda fase REDENOR (Chile).
 - Puesta en operación comercial Tesur4 (Perú).
- 2024**
 - Entrada en operación Compañía Operadora Infraestructuras Eléctricas S.A. (Nexpertia).

Principales magnitudes 2025

135,6 M€

Ingresos de explotación

106,6 M€

EBITDA

55,8 M€

Beneficio neto

99,85 %

Disponibilidad del sistema de transporte en Chile

99,86 %

Disponibilidad del sistema de transporte en Perú

99,56 %

Disponibilidad del sistema de transporte en Brasil

100 %

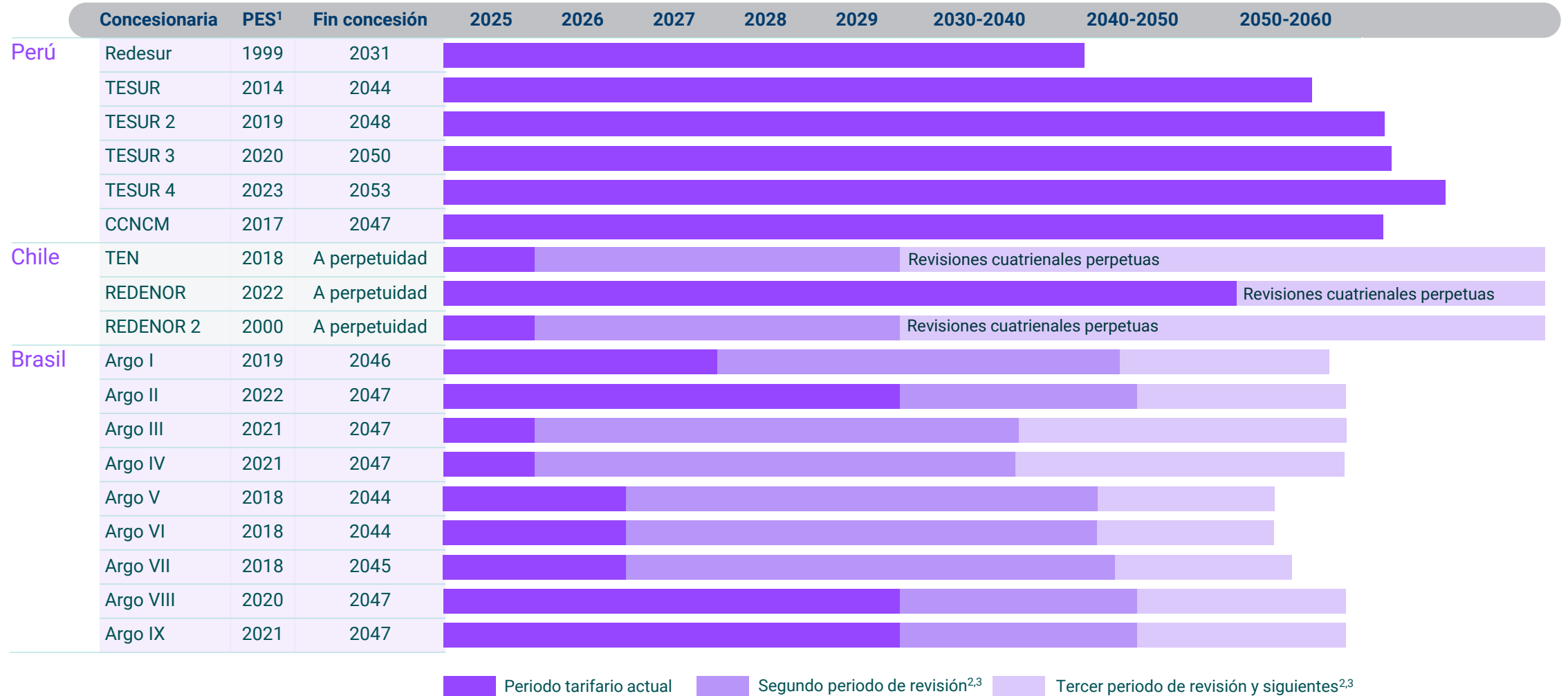
Disponibilidad de la red de Fibra óptica*

Para Redeia el desarrollo de negocio internacional es una vía natural de crecimiento, centrada principalmente en la construcción y explotación de redes de transmisión fuera de España.

* Promedio entre Chile y Perú.

Marcos regulatorios estables y predecibles

Visibilidad de ingresos a largo plazo



1. Puesta en servicio.
2. En Chile se revisan los valores de inversión (VI), vida útil de los activos, la tasa de remuneración (WACC real post-tax) y COMA.
3. En Brasil se revisa el RAP en los años 5, 10 y 15 de la concesión.

Perú: infraestructuras eléctricas

Negocio en Perú

Iniciada la actividad en 1999, a través de REDESUR, somos el principal transmisor del sur de Perú y, con CCNCM operamos también en el norte del país.



REDESUR

Año PES	1999
Participación (%)	100
Km	534
N.º subestaciones	5

TESUR

Año PES	2014
Participación (%)	100
Km	406
N.º subestaciones	2

TESUR2

Año PES	2019
Participación (%)	100
Km	115
N.º subestaciones	3

TESUR3

Año PES	2020
Participación (%)	100
Km	129
N.º subestaciones	1

TESUR4

Año PES	2023
Participación (%)	91
Km	129
N.º subestaciones	N.A ²

CCNCM (REDELNOR)¹

Año PES	2017
Participación (%)	100
Km	378
N.º subestaciones	4

Total Perú

Participación (%)	100
Km	1.691
N.º subestaciones	15

1. Adquirido por Redeia en 2019.
 2. Las subestaciones están contabilizadas en otras concesiones.
- PES: Puesta en servicio.

Perú: marco retributivo y desarrollo de red

Desarrollo de red

Licitación

- Concesión pública adjudicada mediante subasta.
- Se adjudica al oferente que ofrezca el menor coste anualizado de inversión (CI) y de operación y mantenimiento (OyM).

Refuerzos

- En base a las necesidades del sistema, negociación bilateral con el regulador.
- El CI se establece en base a una tabla de precios referenciales publicada por el coordinador.

Marco retributivo

Duración

- **30 años** tras la Puesta en Operación Comercial de los activos (POC).

Tarifa

- **Coste Inversión (CI)**: tasa real pre-tax del 12 % sobre CI ofertado + PPI / PPI de referencia¹.
- **Coste Operación y Mantenimiento (COyM)**: en base al coste ofertado por el concesionario + PPI / PPI de referencia¹.
- **Revisiones tarifarias**: no hay.

Moneda funcional

- Dólar estadounidense.

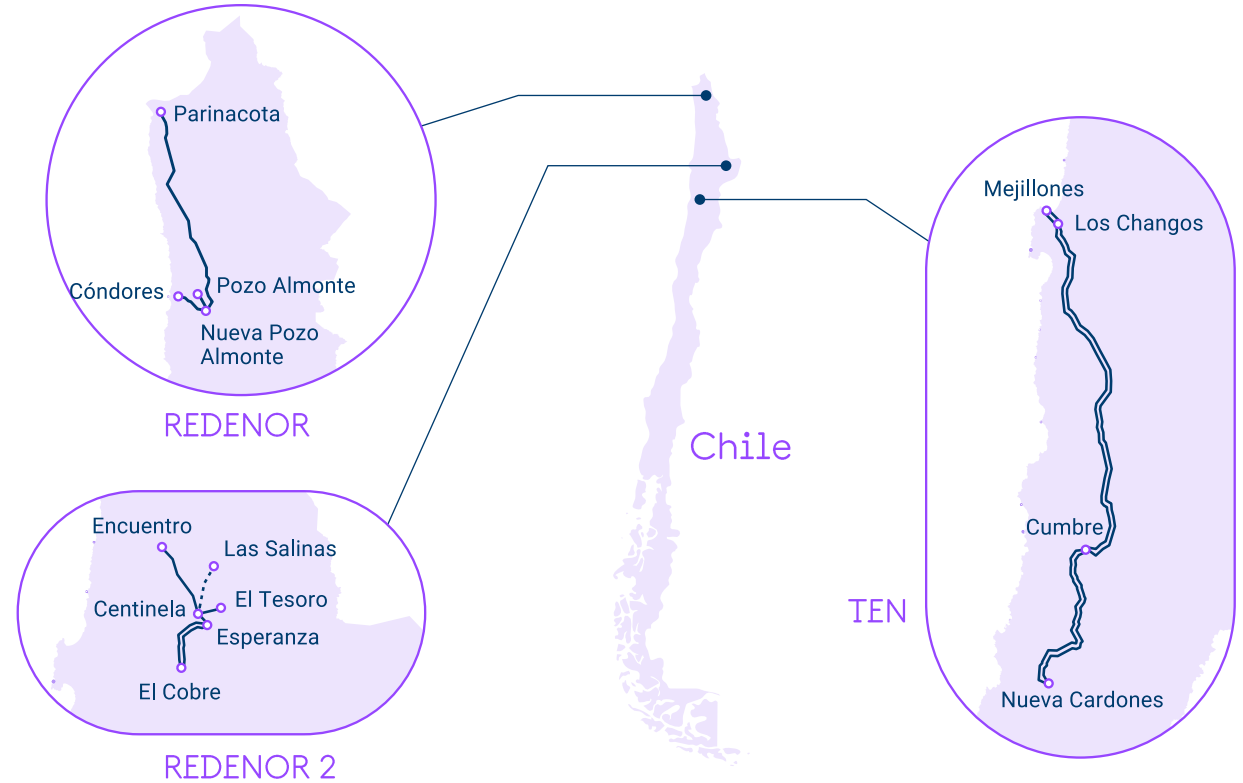
1. Producer Price Index de EE.UU. (PPI) de referencia: establecido en la firma de la concesión.

Chile: infraestructuras eléctricas

Negocio en Chile

En Chile, nuestra compañía posee: el **50 % de TEN**, propietaria de la interconexión eléctrica que unió los Sistemas del Norte Grande y Central de Chile y que dio origen en 2017 al Sistema Eléctrico Nacional; el **69,9 % de REDENOR**, proyecto de una subestación y tres líneas en el norte de Chile cerca de la frontera con Perú. Este proyecto fortalece el sistema eléctrico nacional y mejora la seguridad y calidad en el suministro de energía en la zona norte del país, permitiendo la integración de energías renovables a la matriz energética; y el **100 % de REDENOR 2**, que opera tres líneas de transmisión y en 2023 finalizó las obras de ampliación de sus instalaciones contempladas en el Plan de Expansión para el Sistema de Transmisión, así como la conexión de una instalación renovable (parque fotovoltaico Sierra Gorda) al sistema interconectado. Proyecto relevante para integración de renovables y servicios a minería.

Además, posee el 50% de la Compañía Operadora Infraestructuras Eléctricas S.A., que opera bajo la marca Nexperia y ofrece servicios de operación de activos.



REDENOR	
Año PES	2022
Participación (%)	69,9
Km	276
N.º subestaciones	4

REDENOR 2 ¹	
Año PES	2000
Participación (%)	100
Km	294
N.º subestaciones	5

TEN	
Año PES	2018
Participación (%)	50
Km	1.203
N.º subestaciones	4

Total Chile	
Km	1.773
N.º subestaciones	13

1. Adquirido por Redeia en el año 2018.
PES: Puesta en servicio

Chile: marco retributivo y desarrollo de red

Desarrollo de red

Licitación

- Concesión pública adjudicada mediante subasta. Se adjudica al oferente que ofrezca el menor coste anualizado de inversión (aVI) y de operación y mantenimiento (COMA).

Refuerzos

- Publicados por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) anualmente según las necesidades del sistema.
- La anualidad del valor de la inversión (aVI) reconocido será el ofertado por el constructor adjudicatario y COMA, ambos revisados cuatrienalmente.

Marco retributivo

Duración

- Activo a perpetuidad.

Tarifa

Proyectos adjudicados en subastas¹:

- Primeros 20 años • Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) compuesto por:
 - » **Anualidad del Valor de la Inversión** (aVI) remunerado a la tasa vigente a la fecha + IPC².
 - » **Costes de Operación y Mantenimiento** (COMA) + IPC².
- Años 21 y siguientes • VATT revisado cada 4 años a coste actual de reposición a una tasa mínima del 7 % y máxima del 10 %, con indexación mensual.

Moneda funcional

- Dólar estadounidense.

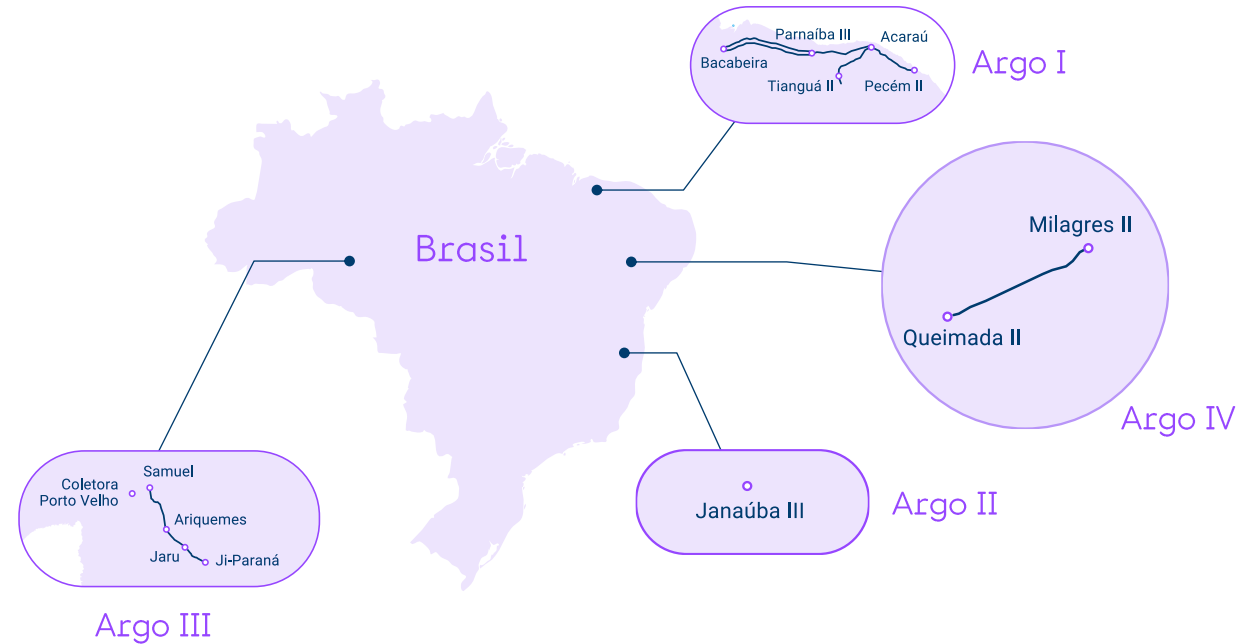
1. Excepciones: TEN proyecto de iniciativa privada promocionado por Engie, sometida a revisión regulatoria cada 4 años, aunque catalogado como obra nueva y no "legacy asset". REDENOR 2 fue una licitación que se adquirió en 2018 y sus activos ya estaban en operación, habiendo llegado al fin de sus primeros 20 años, y por ello las revisiones regulatorias se realizan cada 4 años.

2. Indexación según contenido local e internacional de las instalaciones por el factor de indexación que depende de la inflación de Chile (IPC), inflación americana (CPI) y el tipo de cambio (USD).

Brasil: infraestructuras eléctricas

Negocio en Brasil (I)

En Brasil, la empresa posee el **50 % de la sociedad holding Argo** propietaria a su vez de cuatro sociedades concesionarias Argo I, Argo II, Argo III y Argo IV y cinco sociedades concesionarias con el 62,5 % de participación. El 50% restante es propiedad de Grupo Energía Bogotá (GEB)¹. Argo I explota 1.110 km de líneas de 500 kV y cinco subestaciones en la región Nordeste de Brasil. Argo II es un proyecto de ampliación de una subestación en el estado de Minas Gerais puesta en servicio en 2022, Argo III explota 320 km de líneas de 230 kV y cinco subestaciones en el estado de Rondonia (la mayor parte de estas instalaciones fueron puestas en operación comercial entre finales de mayo y mediados de julio de 2020, habiéndose energizado en marzo y en diciembre de 2021 las dos últimas subestaciones) y Argo IV que permite incrementar 312 km de línea en 500 kV, a partir de febrero 2022.



Argo I		Argo II		Argo III		Argo IV		Brasil Argo I-IV	
Año PES ²	2019	Año PES ²	2022	Año PES ²	2021	Año PES ²	2021	Km	1.743
Participación (%)	50	Participación (%)	50	Participación (%)	50	Participación (%)	50	N.º subestaciones	12
Km	1.110	Km	n.a.	Km	320	Km	313		
N.º subestaciones	5	N.º subestaciones	1	N.º subestaciones	5	N.º subestaciones	1		

1.El pasado mes de mayo GEB ha llegado a un acuerdo con La Caisse para transferir el 50% de su participación en Argo a Verene Energia.

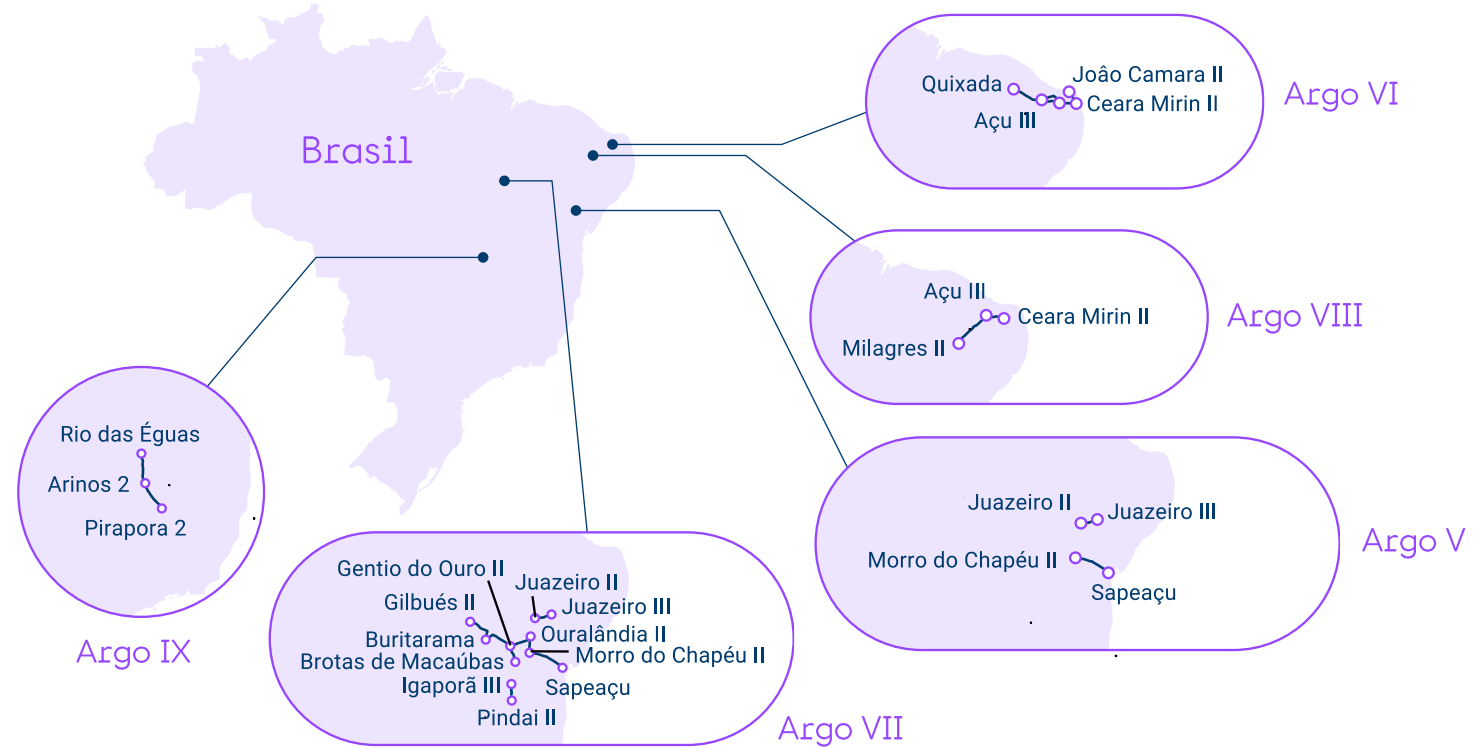
2.PES: Puesta en Servicio

Brasil: infraestructuras eléctricas

Negocio en Brasil (II). Adquisición en 2022

Redinter, a través de la sociedad *holding* Argo, posee el 62,5 % de cinco sociedades concesionarias Argo V, Argo VI, Argo VII, Argo VIII y Argo IX desde finales de 2022.

Estas cinco concesiones se encuentran en operación comercial y totalizan 2.466 km líneas de transmisión de 500 kV y 230 kV y 22 subestaciones en la región noreste de Brasil.



Argo V

Año PES ¹	2018
Participación (%)	31,25
Km	277
N.º subestaciones	4

Argo VI

Año PES ¹	2018
Participación (%)	31,25
Km	490
N.º subestaciones	7

Argo VII

Año PES ¹	2018
Participación (%)	31,25
Km	836
N.º subestaciones	7

Argo VIII

Año PES ¹	2020
Participación (%)	31,25
Km	427
N.º subestaciones	1

Argo IX

Año PES ¹	2021
Participación (%)	31,25
Km	436
N.º subestaciones	3

Brasil Argo V-IX

Km	2.466
N.º subestaciones	22

1. PES: Puesta en servicio

Brasil: marco retributivo y desarrollo de red

Desarrollo de red

Licitación

- Concesión pública adjudicada mediante subastas (Leilões).
- Se adjudica al oferente que ofrezca el menor coste de inversión y de operación y mantenimiento anualizado.
- Se define un ingreso anual (RAP) que incluye coste de inversión y de O&M.

Refuerzos

- Publicados por ANEEL anualmente según las necesidades del sistema.
- El valor de inversión se obtiene mediante tablas referenciales publicadas por el regulador.

Marco retributivo

Duración

- **30 años** tras la adjudicación, prorrogables a discreción de la Administración.

Tarifa

- **Ingreso anual (RAP)** en base a lo ofertado + IPCA.
- **Revisiones tarifarias:** años 5, 10 y 15 de la concesión con el objeto de mantener la rentabilidad en términos reales al concesionario.

Moneda funcional

- Real brasileño.



Reintel

5

Quiénes somos

Presente en el mercado de las telecomunicaciones desde 1997

- **Proveedor neutral** de infraestructuras de telecomunicaciones, siendo nuestra actividad principal el **alquiler y mantenimiento** de fibra óptica oscura¹ y de **emplazamientos** para alojar equipos de telecomunicaciones.
- Red de **fibra óptica troncal** de más de 54.777 km, formada por la integración de la red de **fibra óptica excedentaria de la red de transporte eléctrico**, perteneciente a Red Eléctrica, y por la **red de fibra no dedicada al servicio ferroviario** de la red convencional de larga distancia de ADIF-AV.
- La **mayor oferta** de fibra oscura del mercado, con elevados estándares de fiabilidad y calidad, una **red mallada y redundante** con conexión a los sistemas insulares y de acceso internacional, y con los principales centros de procesamiento de datos del país.
- **Negocio mayorista**: sólida base de clientes que incluye a los principales operadores de telecomunicaciones con presencia en España.
- Relaciones contractuales **de largo plazo** (5-20 años).
- Crecimiento sólido y sostenible con **flujos de caja predecibles**.



1, Fibra oscura: fibra óptica disponible para poder conectarse con grandes equipos de transmisión gestionados por los principales operadores de telecomunicaciones.

Hitos y principales magnitudes

Hitos

- 1989 ● Inicio del **despliegue de la red de fibra óptica** de la Compañía.
- 1997 ● Inicio **comercialización de la red de fibra óptica** excedentaria (liberalización del sector en España).
- 2014 ● Adjudicación de los **derechos de uso y gestión de la explotación de la red de fibra óptica de Adif-Alta Velocidad** por un plazo de 20 años.
- 2015 ● **Creación de Reintel**, filial del grupo para la explotación de fibra óptica oscura.
- 2022 ● Cierre **venta participación minoritaria** del 49 % a KKR¹ a un múltiplo de valoración de 22 veces EBITDA.
- 2023 ● Expansión del portfolio de proyectos para clientes por medio del uso del **contrato MarCO**.
- 2024 ● Evolución de la **sostenibilidad en Reintel**: obtención de las ISO 14001 (Medio Ambiente) y ISO 9001 (Calidad) y Plan de Descarbonización
- 2025 ● **Consolidación como proveedor en los principales operadores de telecomunicaciones** asegurando la sostenibilidad del negocio a largo plazo.

Principales magnitudes 2025

Km de fibra

Más de **54.777 km**
Totalmente interconectados

Emplazamientos

1.457 → 923 eléctricos y **534** ferroviarios

Conexión a sistemas insulares y de acceso internacional con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra

Ingresos de explotación

149,5 M€

EBITDA

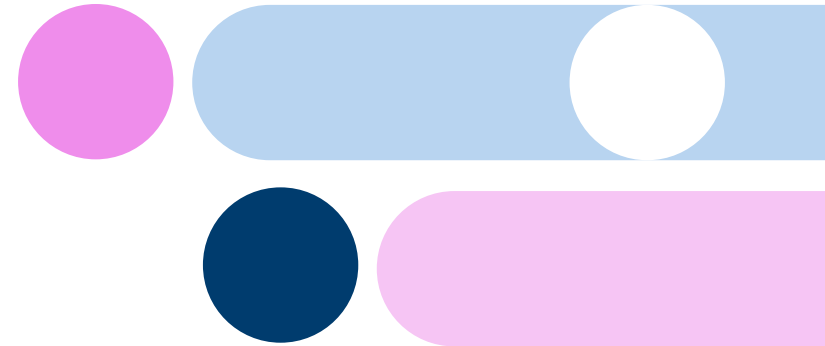
115,1 M€

Beneficio Neto

60,4 M€

Cobertura territorial

50 provincias



1, En línea con el Plan Estratégico 2021-2025 de Redeia, el 16 de diciembre de 2021, Redeia acordó la venta a Kohlberg Kravis Roberts & Co. (KKR) de una participación minoritaria del 49 % de Reintel. La operación se cerró en junio de 2022.

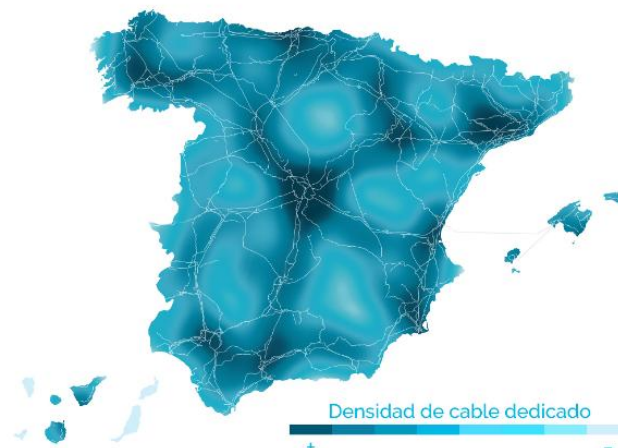
Red troncal

- **Une los principales núcleos** urbanos del territorio nacional.
- **Interconexiones.** Con otros clientes, así como con redes externas nacionales o internacionales (Francia, Portugal, Marruecos y Andorra).
- **Seguridad y fiabilidad.** La misma que demanda la prestación de telecomunicaciones para los servicios eléctricos y ferroviarios.



Cable dedicado

- **Capilaridad.** Dota de capilaridad y acceso a las redes de transporte troncal o metropolitanas de nuestros clientes.
- **Crecimiento.** La demanda de cable dedicado por los clientes permite un constante crecimiento de la red de fibra oscura.
- **Interconexión.** Con este producto y a través de nuestros parques de telecomunicaciones podemos establecer interconexiones entre diferentes clientes.



Despliegue en nuevo entorno

- **Expansión estratégica de la red** Ampliación del despliegue fuera de entornos eléctrico y ferroviario, reforzando su posicionamiento como proveedor neutral de infraestructuras
- **Crecimiento disciplinado y sostenible** Inversión selectiva, alineada con gestión del riesgo y creación de valor a largo plazo
- **Adaptación al nuevo mercado** Responde a creciente demanda de nuevos servicios de conectividad y tipologías de clientes



Elewit

6



Quiénes somos

Plataforma tecnológica de Redeia creada en 2019 para ofrecer soluciones a los nuevos desafíos de los sectores de la electricidad y las telecomunicaciones

Retos



Infraestructuras de la red eléctrica y gestión de activos



Operación del sistema eléctrico e integración de renovables



Conectividad activos y sociedad



Nuevos servicios y modelos de negocio



Seguridad y bienestar de las personas



Desarrollo sostenible

Tecnologías



Nuevo equipamiento y materiales



Tecnologías inmersivas y Robótica



Plataformas y computación



Ciberseguridad IT y OT



Procesamiento avanzado de datos



Internet de las cosas



Comunicaciones

Redeia, actor tecnológico de referencia

Con el fin de impulsar la transición energética y la conectividad, y crear un futuro sostenible.

Ha consolidado su posicionamiento en el ecosistema de la innovación y el emprendimiento a través de su colaboración con *startups*, universidades, centros tecnológicos y otras corporaciones.

Principales magnitudes

Desde 2019

Cifras globales

96 M€

Esfuerzo en innovación

66

Soluciones adoptadas

Proyectos

64

N.º / año

68

Pilotos con startups

Programas

6

Venture Client

5

New Ventures

3

Intraemprendimiento

Puesta en valor de la innovación

6

Productos con terceros

2

Productos Elewit

131

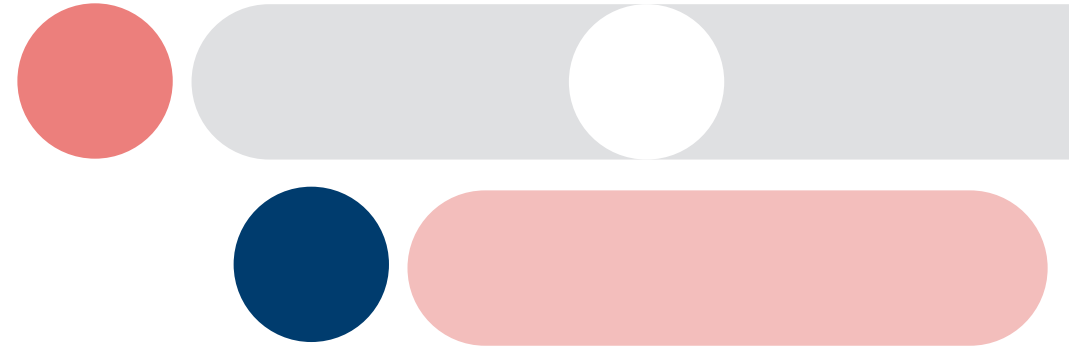
Colaboradores y socios

10/ 14

Ratio éxito convocatorias de ayudas públicas

Hitos año 2025

- Durante el 2025, Redeia ha gestionado 62 proyectos de innovación, que han supuesto un gasto de 8,09 millones de euros. Adicionalmente, se han invertido 2,49 millones de euros, lo que supone un esfuerzo total de innovación y desarrollo tecnológico gestionado desde Elewit, de 10,58 millones de euros.



Información financiera

7

Principales magnitudes financieras 2025

c. 90% del EBITDA vinculado al negocio regulado

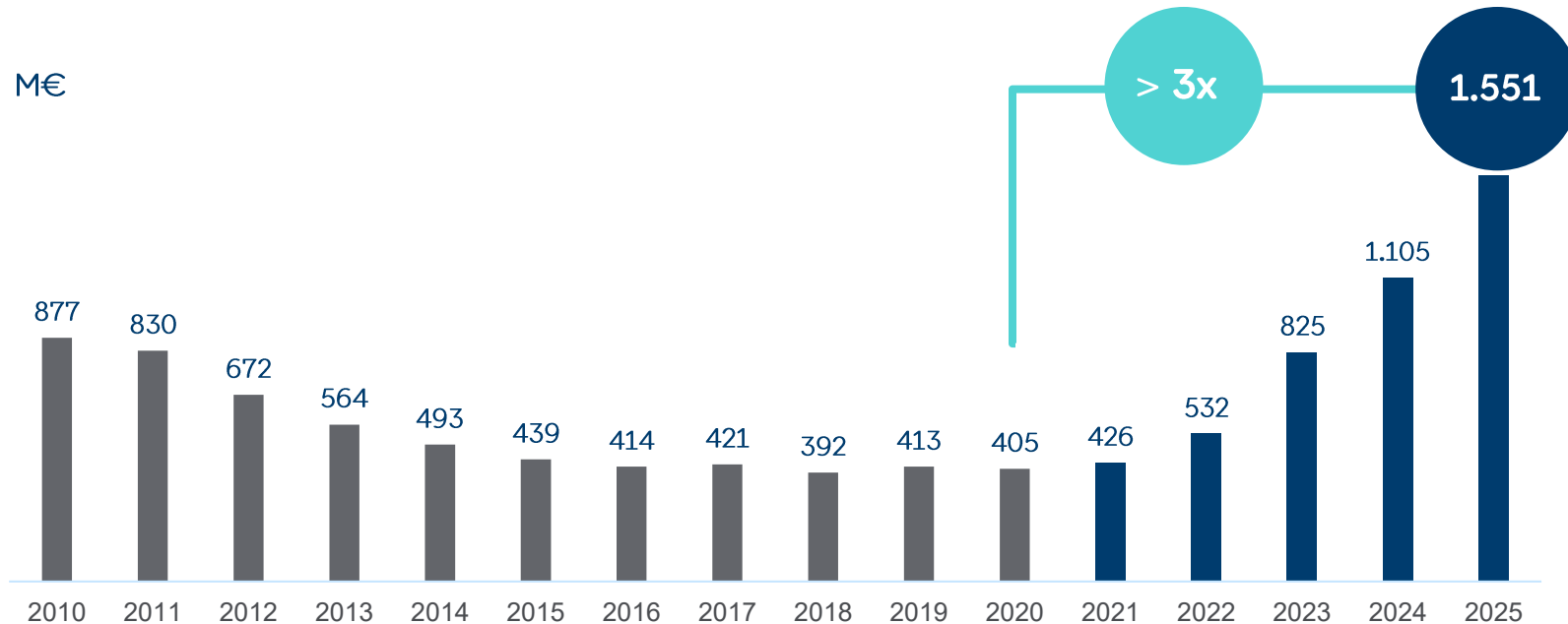
El dividendo propuesto a la JGA asciende a 0,8 € por acción con cargo a los resultados 2025, cumpliendo nuestro compromiso con el mercado



1. Recoge cifra de negocio y participación en beneficios de sociedades valoradas por el método de la participación (TEN y Argo).

Evolución de la inversión del TSO

En 2025 triplicamos el esfuerzo inversor respecto al año 2020 y superamos nuestro objetivo de inversión para el periodo 2021-2025



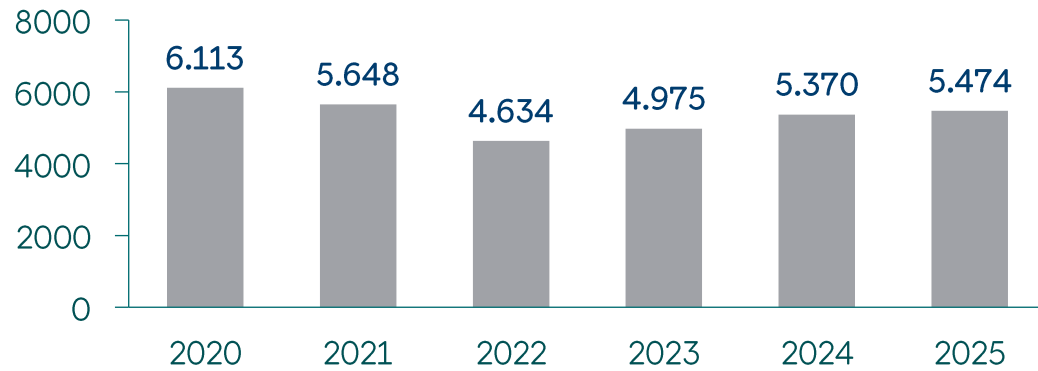
La inversión TSO en el periodo 2021-2025 alcanzó los 4.400 M€, por encima del objetivo de 3.300 M€ inicialmente planteado

Plan Estratégico 2021-2025

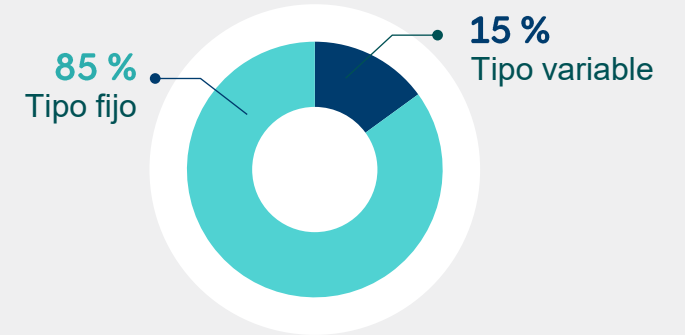
Deuda financiera (I)

Objetivo de alcanzar el 100 % de la financiación sostenible a 2030

Evolución de la deuda financiera neta (M€)



Estructura de deuda financiera: tipo fijo vs. tipo variable (%)

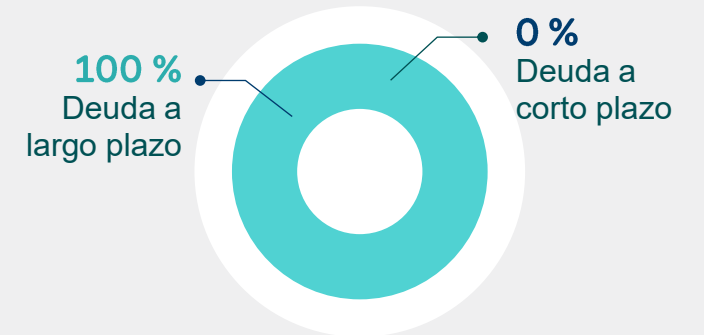


4,4 x
DN/EBITDA 2025

18,9 %
FFO/DN 2025

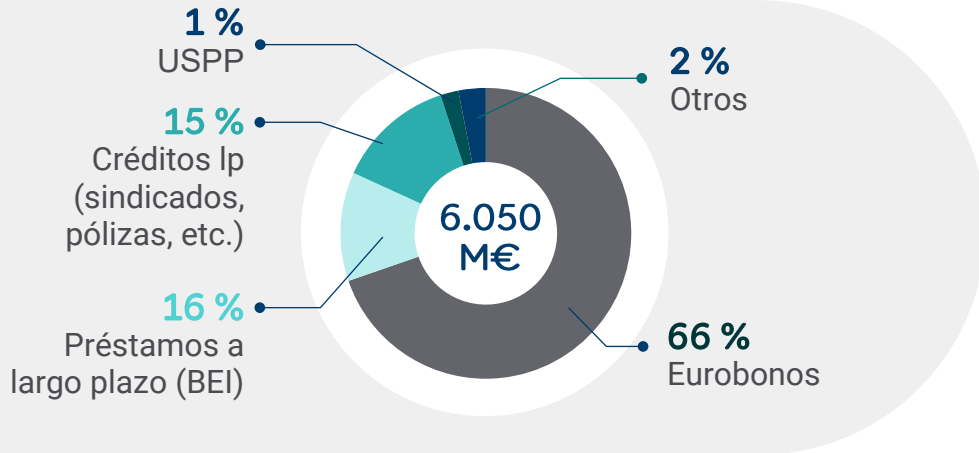
81 %
Financiación ESG 2025

Estructura de deuda financiera: corto plazo vs. largo plazo (%)



Deuda financiera (II)

Estructura de la deuda bruta



2,24 %
Coste deuda 2025

Rating crediticio actualizado en 1T2026

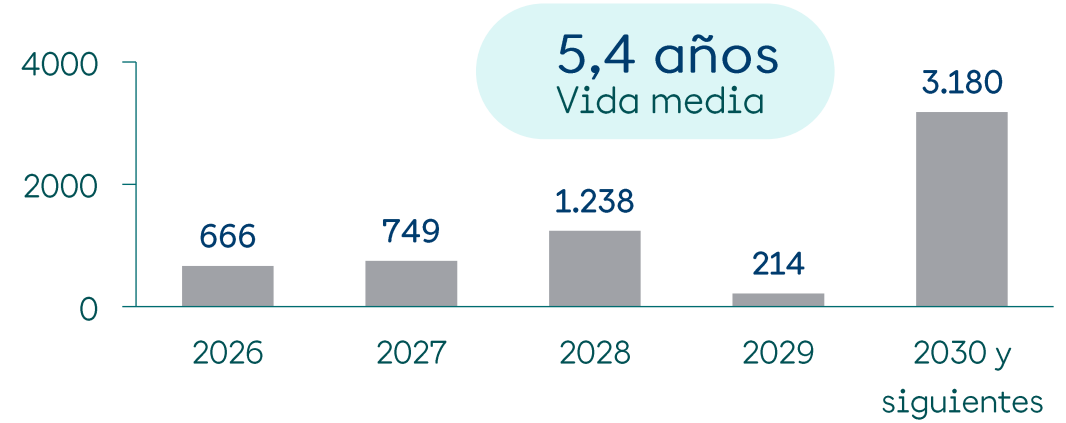
FitchRatings

BBB+ Estable

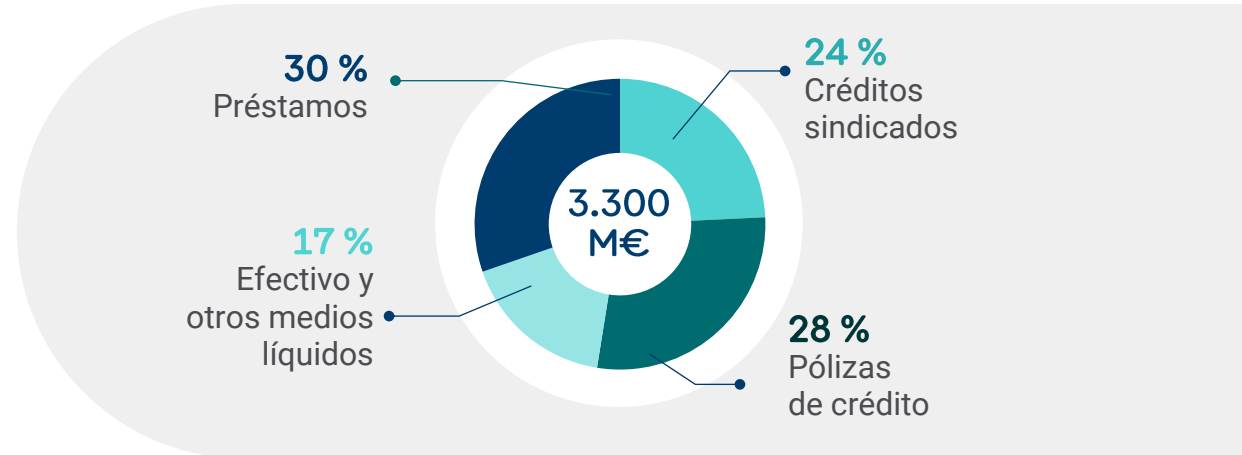
S&P Global Ratings

BBB+ Estable

Vencimientos



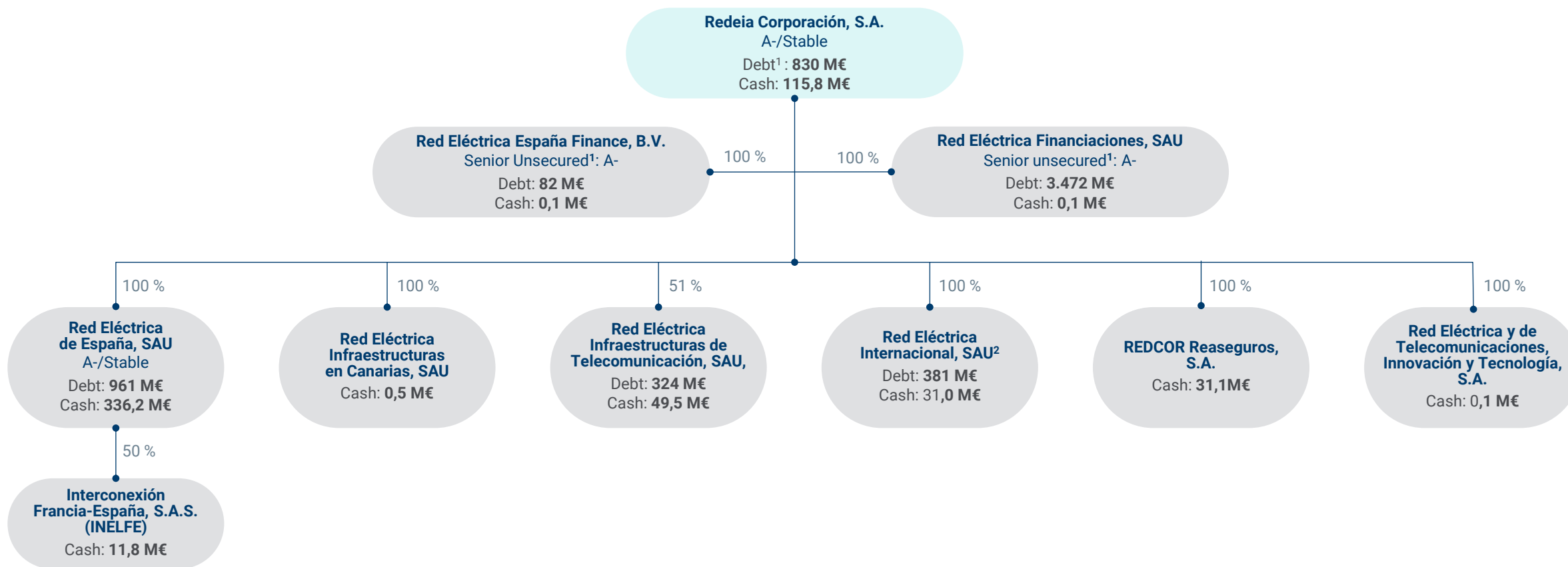
Liquidez



Emisor	Vencimiento	Importe	Cupón	Tipo de Cupón	Yield	Código Isin	Fecha de emisión	Seniority
RED ELECTRICA FINANCIACIONES SAU	18-jun-29	15.000.000	4,47%	Variable	4,72%	ES107626344=	18-jun-14	Senior Unsecured
RED ELECTRICA FINANCIACIONES SAU	24-feb-27	75.000.000	1,38%	Fijo	1,52%	ES119089263=	24-feb-15	Senior Unsecured
RED ELECTRICA FINANCIACIONES SAU	21-abr-26	500.000.000	1,00%	Fijo	1,05%	ES139506049=	21-abr-16	Senior Unsecured
RED ELECTRICA FINANCIACIONES SAU	13-mar-27	600.000.000	1,25%	Fijo	1,32%	ES178858637=	13-mar-18	Senior Unsecured
RED ELECTRICA FINANCIACIONES SAU	24-jul-28	700.000.000	0,38%	Fijo	0,50%	ES210301321=	24-ene-20	Senior Unsecured
RED ELECTRICA FINANCIACIONES SAU	24-may-33	600.000.000	0,50%	Fijo	0,63%	ES234354051=	24-may-21	Senior Unsecured
RED ELECTRICA FINANCIACIONES SAU	17-ene-34	500.000.000	3,00%	Fijo	3,07%	ES274429933=	17-ene-24	Senior Unsecured
RED ELECTRICA FINANCIACIONES SAU	06-oct-31	500.000.000	3,00%	Fijo	3,02%	ES318878200=	06-oct-25	Senior Unsecured
REDEIA CORPORACION SA	Perpetual	500.000.000	4,625%	Variable	4,70%	ES255236946=	07-feb-23	Junior Subordinated Unsecured
REDEIA CORPORACION SA	09-jul-32	500.000.000	3,38%	Fijo	3,46%	ES283850021=	09-jul-24	Senior Unsecured
REDEIA CORPORACION SA	Perpetual	500.000.000	4,375%	Variable	4,375%	XS3348120653	27-abril-26	Junior Subordinated Unsecured

* Más información en [Emisiones y programas de deuda | Redeia](#)

Estructura de la deuda 31 de diciembre de 2025



1. Garantía de Red Eléctrica Corporación S.A. y de Red Eléctrica de España, S.A..
2. Incluye los datos de las filiales de Red Eléctrica Internacional, S.A.U.

El Marco se alinea con los Principios de Bonos Verdes (GBP) edición 2025 de la ICMA, así como con los Principios de Préstamos Verdes³ (GLP) edición 2025 de la LSTA/LMA

Uso de fondos

El marco verde del Grupo Red Eléctrica está alineado con la Taxonomía de la UE.

- Criterios de elegibilidad: Actividad económica elegible y alineada con los criterios de la UE: Transporte y distribución de electricidad cuya red de transporte cumple con: >67 % de la nueva capacidad de generación habilitada en el sistema está por debajo de 100 gCO₂e/kWh (durante los últimos 5 años).
- Activos de infraestructura de transmisión destinados a aumentar la producción de renovables (interconexiones internacionales, convertidores, conexiones entre islas y continente)
- Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas:
 - » Objetivo 7 de energía asequible.
 - » Objetivo 9 de industria, innovación e infraestructuras
 - » Objetivo 11 de ciudades y comunidades sostenibles
 - » Objetivo 13 de acción por el clima.



Proceso de evaluación y selección

- Se establece un Comité Directivo de Sostenibilidad para garantizar que la selección de la Cartera de Activos Verdes Elegibles sigue los criterios de elegibilidad, así como los objetivos estratégicos de sostenibilidad del Grupo.
- El Comité revisa el contenido del Marco Verde para asegurar que refleje adecuadamente la estrategia corporativa y los últimos desarrollos regulatorios.
- El Comité se reunirá al menos una vez al año y verificará la aprobación y publicación de los informes anuales de asignación e impacto.
- Los activos verdes admisibles podrán refinanciarse sin un período específico de revisión retrospectiva.

Gestión de ingresos

- El equipo de Tesorería, que forma parte del Comité Directivo de Sostenibilidad, se encarga de gestionar los fondos procedentes de los Instrumentos de Financiación Verde.
- Los fondos no asignados se gestionan junto con el resto de tesorería de la Compañía.
- Redeia se esforzará por asignar la totalidad de los ingresos netos de sus Instrumentos de Financiación Verdes pendientes a la Cartera de Activos Verdes Elegibles en un plazo de 36 meses a partir de la emisión de cada Instrumento de Financiación Verde.

Presentación de informes y revisión externa

- Redeia se compromete a publicar anualmente un informe sobre la asignación e impacto de los fondos obtenidos hasta que hayan sido totalmente asignados o se haya llegado al vencimiento de los Instrumentos de Financiación Verde.
- El informe estará disponible en la web de la empresa.
- Adicionalmente, *S&P Global Ratings* proporciona una segunda opinión, también disponible en la página web de la Compañía, donde ha evaluado y confirmado que el Marco Verde del Grupo está alineado con los principios de ICMA y de LMA, así como con el Acto Delegado sobre la taxonomía de la UE.



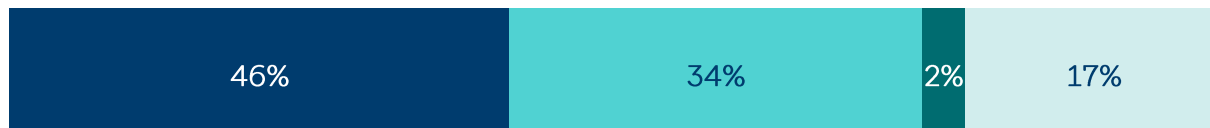
Financiación sostenible

El Marco Verde establece las bases para la identificación, selección, verificación e información sobre los activos verdes elegibles, alineados con la Taxonomía Europea

Sociedades de Redeia	Descripción actividad Reglamento Delegado 2021/2139	Actividades elegibles ¹	Actividades alineadas ²
Red Eléctrica	Transporte y distribución de electricidad. Almacenamiento de electricidad	Si. 100 % elegibles	Si. 100 % alineadas
Redinter	Transporte y distribución de electricidad internacional.	Si. 100 % elegibles	No
Reintel	Actividad no incluida		
Resto sociedades	Actividad no incluida		

En 2025 el 88,2% de la cifra de negocio, 97,3% de las inversiones de la Compañía y el 90,5% del opex se destinaron a actividades elegibles y alineadas con la Taxonomía de la UE.

81 % fuentes de financiación sostenible en 2025



■ Bonos verdes* ■ Créditos disponibles ■ Créditos dispuestos ■ Préstamos

* Incluye bonos híbridos.

1. Actividad económica elegible: aquella descrita en los actos delegados adoptados en virtud del Reglamento (UE) 2020/852, independientemente de si esa actividad económica cumple alguno o todos los criterios técnicos de selección establecidos en dichos actos delegados.
2. Actividad económica alineada o que se ajusta a la taxonomía: una actividad económica que contribuye sustancialmente a uno de los seis objetivos medioambientales de la UE (cumple los criterios técnicos de selección establecidos), no causa un daño significativo a ninguno de los otros cinco, y se lleva a cabo cumpliendo con unas garantías sociales mínimas.

Cumplimiento del Plan Estratégico 2021-25

Superando nuestros objetivos

Objetivos 2021-25		Logros 2025		
Inversiones TSO	3.300 M€	Inversiones TSO	4.400 M€	✓
Inversiones Grupo	4.400 M€	Inversiones Grupo	5.400 M€	✓
Margen EBITDA	> 70 %	Margen EBITDA	76 %	✓
Deuda Neta/EBITDA	< 5 x	Deuda Neta/EBITDA	4,4 x	✓
FFO/Deuda Neta	> 15 %	FFO/Deuda Neta	18,9 %	✓
Sólida calificación crediticia		Calificación crediticia Fitch y S&P A-		✓
Asegurando una retribución al accionista de 1,0 €/acción en el periodo 2020-22 y al menos 0,8 €/acción en el periodo 2023-25		Extendiendo la retribución al accionista de 1,0 €/acción hasta el año 2023 . Suelo de 0,8 €/acción en 2024 y 2025		✓

Pilares estratégicos 2026-2029

Integrando la creación de valor compartido

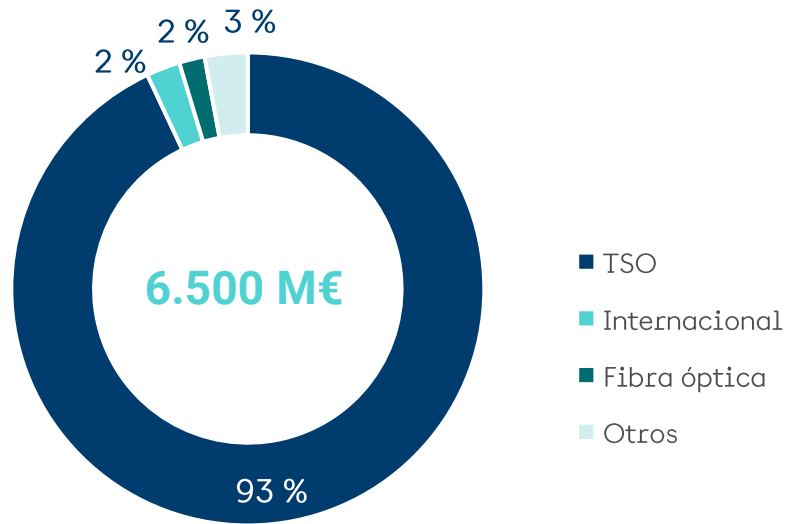


- **>90 % de la inversión destinada al TSO** para ejecutar la Planificación. Gestión de la red y operación del sistema eléctrico garantizando la **calidad y seguridad del suministro**.
- **Consolidando la actividad regulada internacional y telecomunicaciones**, generando valor a largo plazo y opcionalidad.
- Manteniendo una **sólida calificación crediticia** y **atractiva remuneración al accionista** en un entorno de elevadas inversiones.
- Mejorando la **eficiencia de las operaciones** y facilitando el desarrollo de un sistema descarbonizado mediante la **innovación tecnológica y digitalización**.
- Atracción y retención de **talento diverso**, posicionando al grupo como referente.

Las inversiones del grupo en 2026-2029 superarán los 6.500 M€

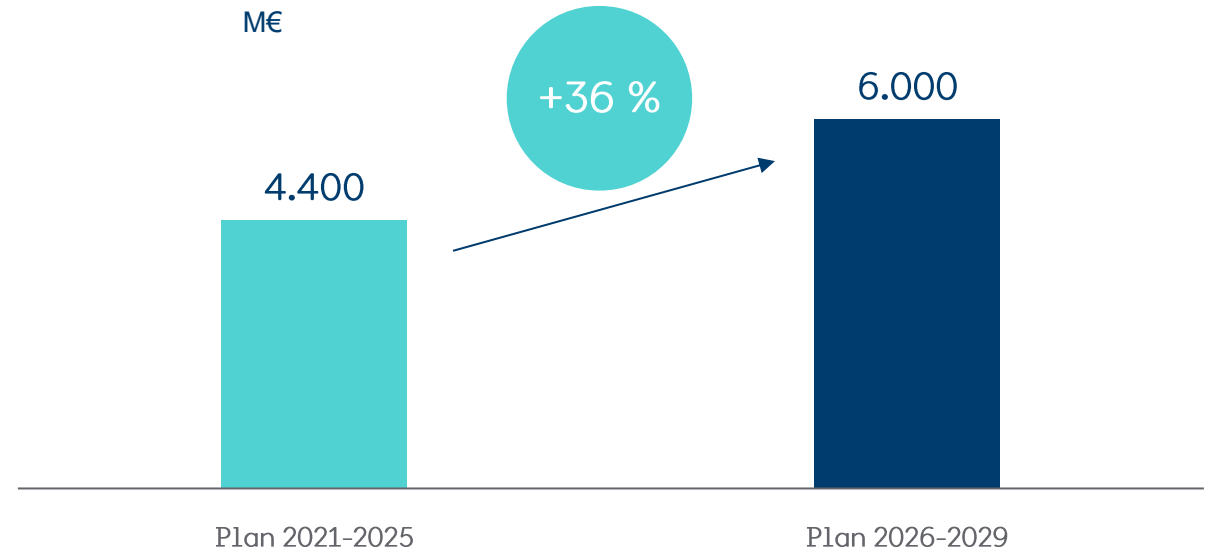
Con niveles históricos en el TSO

Inversiones brutas del Grupo

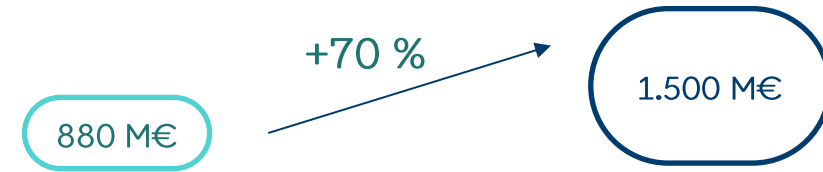


100 % de las inversiones del TSO elegibles según la Taxonomía Europea

Inversiones brutas del TSO



Inversión media anual

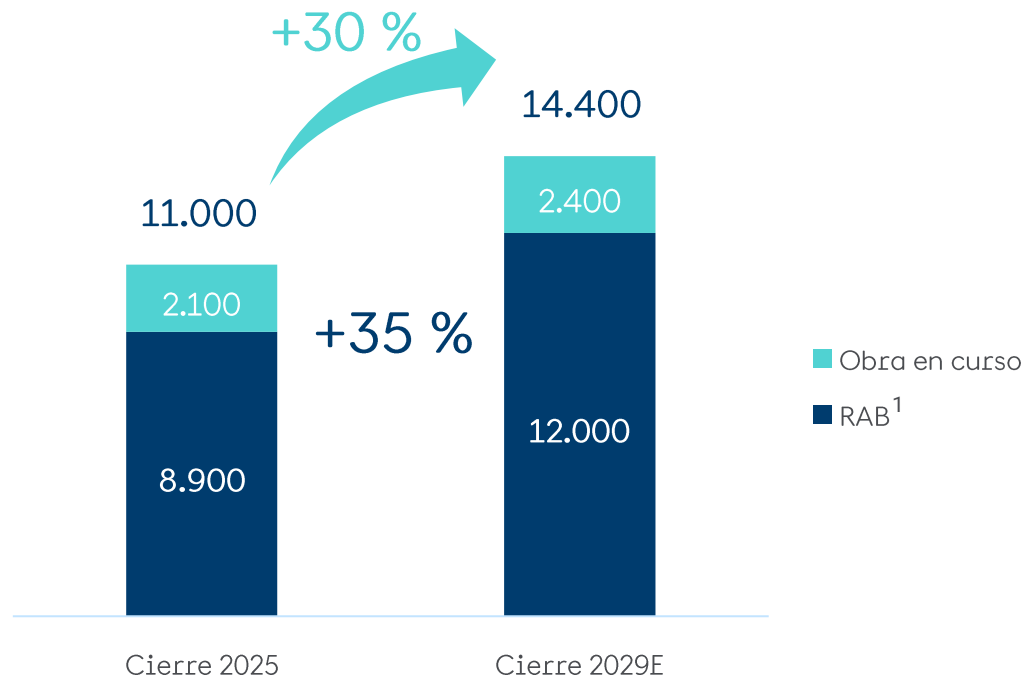


Significativo crecimiento de la base de activos en España

Impulsado por inversiones para hacer posible la transición energética

Evolución del RAB + Obra en curso

M€



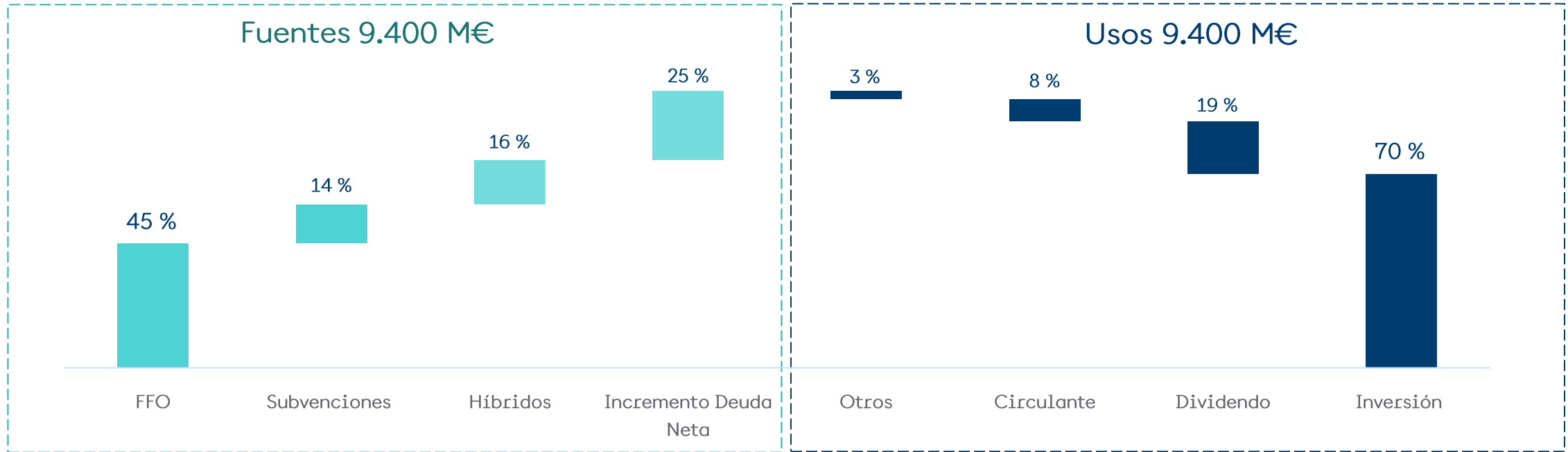
1) RAB red de transporte (RdT) + Salto de Chira

Principales proyectos puestos en servicio a 2029

- Interconexión submarina **HVDC Golfo de Vizcaya.**
- **Nuevos ejes en corriente alterna (AC) 400 kV:**
 - Andalucía-Castilla la Mancha
 - Andalucía-Murcia-Castilla la Mancha-Aragón
 - Andalucía-Extremadura
 - Castilla la Mancha
 - País Vasco-Navarra
- **Compensadores síncronos** en los sistemas peninsular, balear y los sistemas canarios.
- **Salto de Chira.**

Financiación del plan sin necesidad de ampliar capital

Fuentes y usos de los fondos 2026 -2029



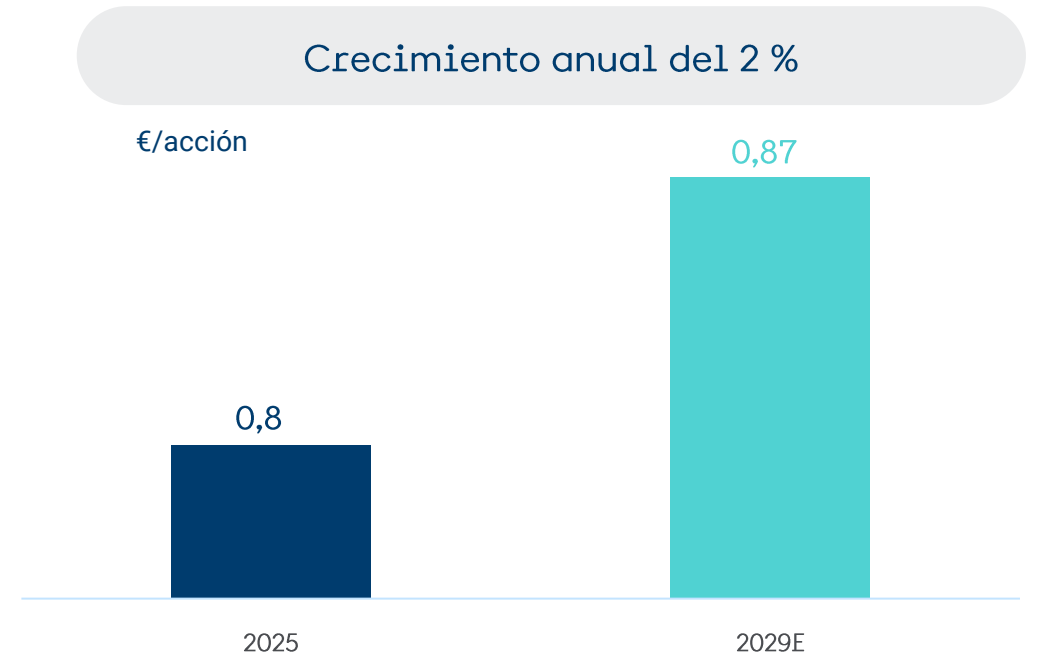
Nota: calendario estimado de cobro de subvenciones 1.073 M€ en 2026, 136 M€ en 2027, 82 M€ en 2028 y 20 M€ en 2029.

Principales magnitudes económicas 2029

El dividendo crece un 2 % anual durante el periodo hasta los 0,87 €/acción

	2025	2026E	2029E
EBITDA	1.258 M€	> 1.250 M€	> 5 % TACC 25-29
Margen EBITDA	76 %	> 73 %	> 74 %
Beneficio Neto	506 M€	> 510 M€	~ 3 % TACC 25-29
Deuda Neta	5.474 M€	~ 6.000 M€	~ 7.800 M€

Política de dividendo



Ratios financieros 2029

Compatibles con el mantenimiento de una sólida calificación crediticia



FFO/Deuda Neta > 14 %



Deuda Neta/EBITDA < 5,5 x

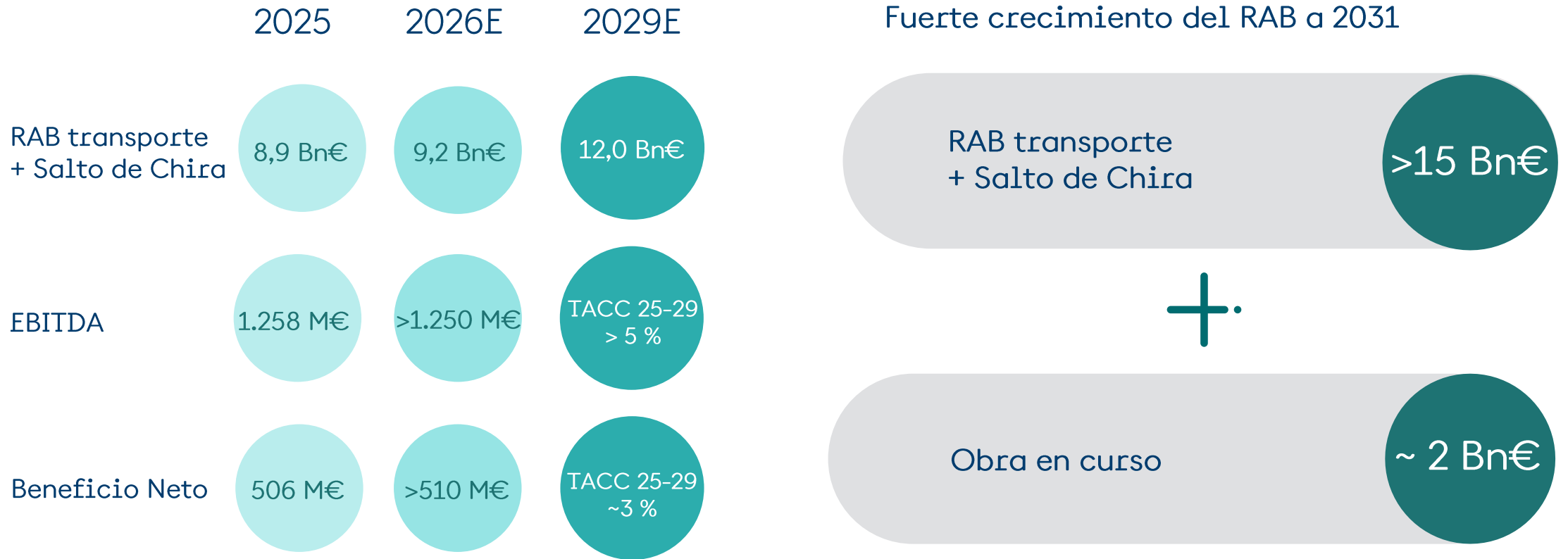


Deuda Neta/RAB¹ < 60 %

1) Criterio agencia de rating. RAB + obra en curso + valor en libros de las participaciones por puesta en equivalencia.

Sentando las bases del crecimiento a largo plazo

El RAB superará los 15.000 M€ en 2031 gracias a las nuevas puestas en servicio



Nota: sin asumir mejoras en la normativa de tramitaciones.

El presente documento ha sido elaborado por Redeia Corporación, S.A. (en adelante, Redeia) con el exclusivo propósito que en el mismo se expone. No puede, en ningún caso, ser interpretado como una oferta de venta, canje o adquisición, ni como una invitación a formular ningún tipo de oferta, y en concreto, de compra sobre valores emitidos por Redeia.

Su contenido tiene un carácter meramente informativo y provisional, y las manifestaciones que en él se contienen responden a intenciones, expectativas y previsiones de Redeia o de su dirección. Dicho contenido no ha sido necesariamente contrastado con terceros independientes y queda, en todo caso, sujeto a negociación, cambios y modificaciones.

A este respecto, ni Redeia ni ninguno de sus administradores, directivos, empleados, consultores o asesores de la misma o de sociedades pertenecientes a Redeia (todos ellos denominados en su conjunto "los Representantes") será responsable de la exactitud, certeza, integridad y/o actualización de la información o manifestaciones incluidas en el presente documento, sin que, en ningún caso, pueda extraerse de su contenido ningún tipo de declaración o garantía explícita ni implícita por parte de Redeia o los Representantes. Asimismo, ni Redeia ni ninguno de los Representantes será responsable en forma alguna (incluyendo negligencia) por ningún daño o perjuicio que pueda derivarse del uso del presente documento o de cualquier información contenida en el mismo.

Asimismo, Redeia no asume ningún compromiso de publicar las posibles modificaciones o revisiones de la información, datos o manifestaciones contenidos en este documento, en el caso que se produzcan cambios de estrategia o de intenciones, u ocurrieren hechos o acontecimientos no previstos que pudiesen afectarles.

Esta declaración deberá tenerse en cuenta por todas aquellas personas o entidades a las que el presente documento se dirige, así como por aquellas que consideren que han de adoptar decisiones o emitir o difundir opiniones relativas a valores emitidos por Redeia y, especialmente, por los analistas que lo manejen, todo ello sin perjuicio de la posibilidad de consulta de la documentación e información pública comunicada o registrada en la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España, consulta que Redeia recomienda.

Adicionalmente a la información financiera preparada de acuerdo con las NIIF, esta presentación incluye ciertas Medidas Alternativas del Rendimiento ("MARs"), según se definen en las Directrices sobre las Medidas Alternativas del Rendimiento publicadas por la *European Securities and Markets Authority* el 5 de octubre de 2015 (ESMA/2015/1415es).

Estas MARs se utilizan con el objetivo de que contribuyan a una mejor comprensión del desempeño financiero de Redeia pero deben considerarse únicamente como una información adicional y, en ningún caso, sustituyen a la información financiera elaborada de acuerdo con las NIIF. Asimismo, la forma en la que Redeia define y calcula estas MARs puede diferir de la de otras entidades que empleen medidas similares y, por tanto, podrían no ser comparables entre ellas. Para mayor información sobre estas cuestiones, incluyendo su definición o la reconciliación entre los correspondientes indicadores de gestión y la información financiera consolidada elaborada de acuerdo con las NIIF, véase la información incluida al respecto en esta presentación y la información disponible en la página web corporativa (<https://www.redeia.com/es/accionistas-e-inversores/informacion-financiera/medidas-alternativas-rendimiento>).

redeia

El valor de lo esencial

red eléctrica

reintel

redinter

elewit