

Modelo de previsión de Demanda y estimación de necesidades de inversión 2025-2035

Estudio preparado para: **aeléc**

26 de septiembre de 2025



The better the question. The better the answer. The better the world works.



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA



Shape the future
with confidence

Índice



1

Resumen
Ejecutivo

2

Modelo de Demanda
y Potencia Eléctrica
2025 - 2035

3

Modelo de cálculo
de inversión en la
red 2025 - 2035

4

Potencial impacto
por flexibilidad



1. Resumen Ejecutivo

“La capacidad de atender de manera eficiente al incremento de la demanda eléctrica será determinante para favorecer la implantación de nueva actividad industrial y fortalecer la competitividad del tejido productivo. La anticipación en la transformación del sistema eléctrico es una pieza fundamental para no perder oportunidades que impacten en el crecimiento del país.”

“La electrificación requiere reforzar, desarrollar y digitalizar la red eléctrica”



- POR QUÉ**
- La situación de **transición energética actual**, caracterizada por un **crecimiento** de la **demanda eléctrica**, las compañías se enfrentan a un **volumen creciente de solicitudes de acceso y conexión**, impulsadas principalmente por la electrificación industrial, así como por los nuevos vectores de demanda. En este escenario, resulta imprescindible **desarrollar herramientas que permitan dar una respuesta ágil y eficaz a dichas solicitudes**, identificando con precisión las **necesidades de conexión** y las soluciones técnicas que permitan electrificar esta demanda de forma eficiente sin olvidar la calidad y seguridad de suministro.
- OBJETIVO**
- Modelizar el comportamiento futuro de los consumidores sobre la **base de la predicción de la penetración de nuevas tecnologías** para la electrificación, considerando los distintos **vectores de demanda**, permitiendo localizar en la red eléctrica los **incrementos de demanda y potencia eléctrica** que posteriormente, servirán como **input para realizar el cálculo de las necesidades de inversión en la red de distribución**, de manera que la red de distribución pueda estar preparada para evitar obstaculizar los objetivos de la transición energética.
- CONTEXTO**
- El análisis utiliza como **punto de partida el año 2024**, periodo en el que se han concedido 43 GW en los últimos ejercicios (2020 - 2024), según datos del MITERD.
 - Según las estimaciones de **aelēc** (basadas en los mapas de capacidad publicados por las compañías) la **capacidad disponible en la red es inferior al 15% que permite salvaguardar el margen operativo mínimo del sistema**, lo que implica que el modelo parte de un **margen de capacidad prácticamente nulo**, reflejando una situación en la que el margen de reserva es casi inexistente. Todo este contexto se incorpora el análisis.

El enfoque consiste en desarrollar un modelo de cálculo del crecimiento potencial de demanda y potencia (EY), que será un input del modelo de cálculo de necesidades de inversión en red (IIT) (periodo 2025 - 2035)

Modelo de Demanda y Potencia 2025 - 2035

- **Objetivo:** Modelizar el comportamiento futuro de los clientes para predecir la **demanda eléctrica anual** de forma precisa en cada punto de referencia (punto de suministro o CT) y recoger los planes y escenarios de despliegue de nueva demanda en el territorio

Análisis bottom - up

Modelo de datos
de Red / puntos
de suministro

Desarrollo de
modelos de
demanda y DER

Modelo de Estimación de Cálculo de Inversiones 2025 - 2035

- **Objetivo:** Modelizar la previsión de inversión en infraestructura necesaria para cubrir las futuras necesidades de incremento de la demanda eléctrica

Estimación de necesidades de Red

Modelo de Cálculo de Inversiones

Para el desarrollo del Modelo de Demanda y Potencia 2025 - 2035 se han tenido en cuenta tres segmentos principales y diferentes factores de crecimiento

- La **previsión de demanda** (análisis bottom-up) se basa en un cálculo de la demanda anual a **nivel de punto de suministro**, considerando **escenarios de penetración de distintos drivers y tecnologías de electrificación** disponibles y eficientes conforme con los objetivos nacionales de la UE. La previsión de la demanda se desagrega en **tres segmentos** (Residencial, Industrial y Nueva Demanda) para cada uno de los cuales se han **desarrollado dos escenarios** según **diferentes factores de crecimiento**



España cuenta con una gran oportunidad para acelerar la transición energética de forma eficaz, promoviendo la electrificación de la demanda como vía para reducir emisiones, optimizar el aprovechamiento de la energía renovable disponible y reforzar la competitividad del tejido industrial

Inicialmente se han modelado dos escenarios de demanda eléctrica (A y B) para cada uno de los tres segmentos identificados

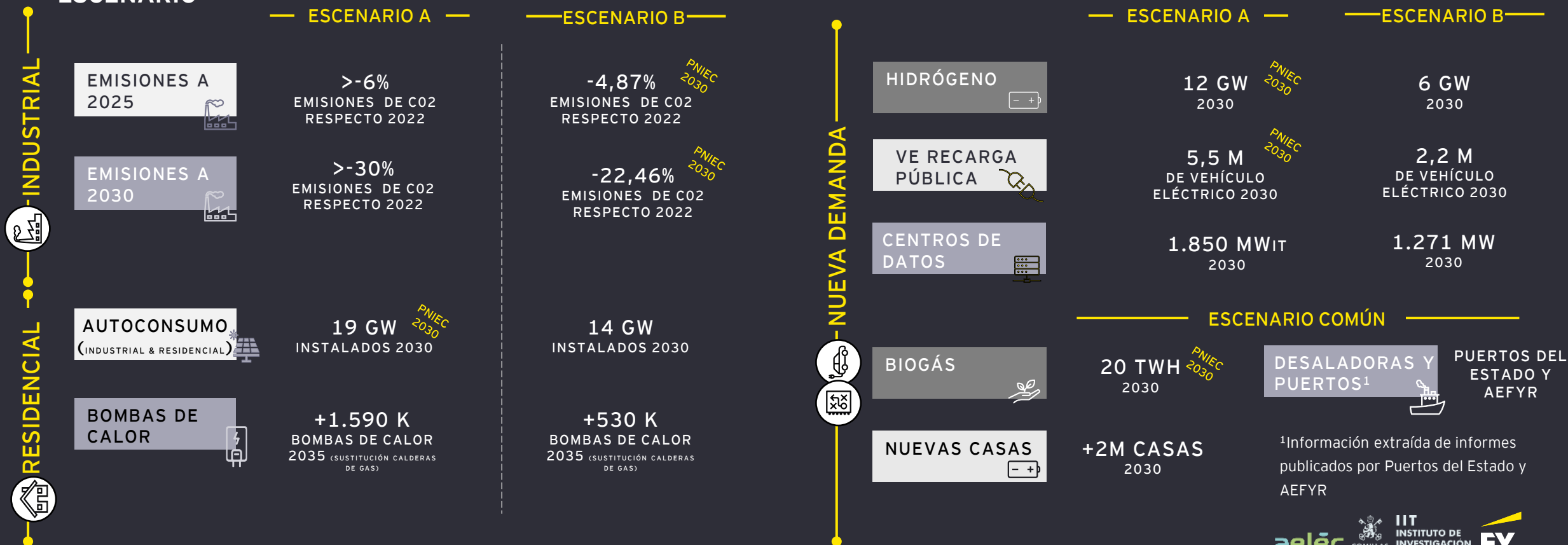
ESCENARIO A

Escenario ambicioso, mantiene los escenarios PNIEC para H₂, EV y Autoconsumo y maximiza el potencial de electrificación del sector Industrial

ESCENARIO B

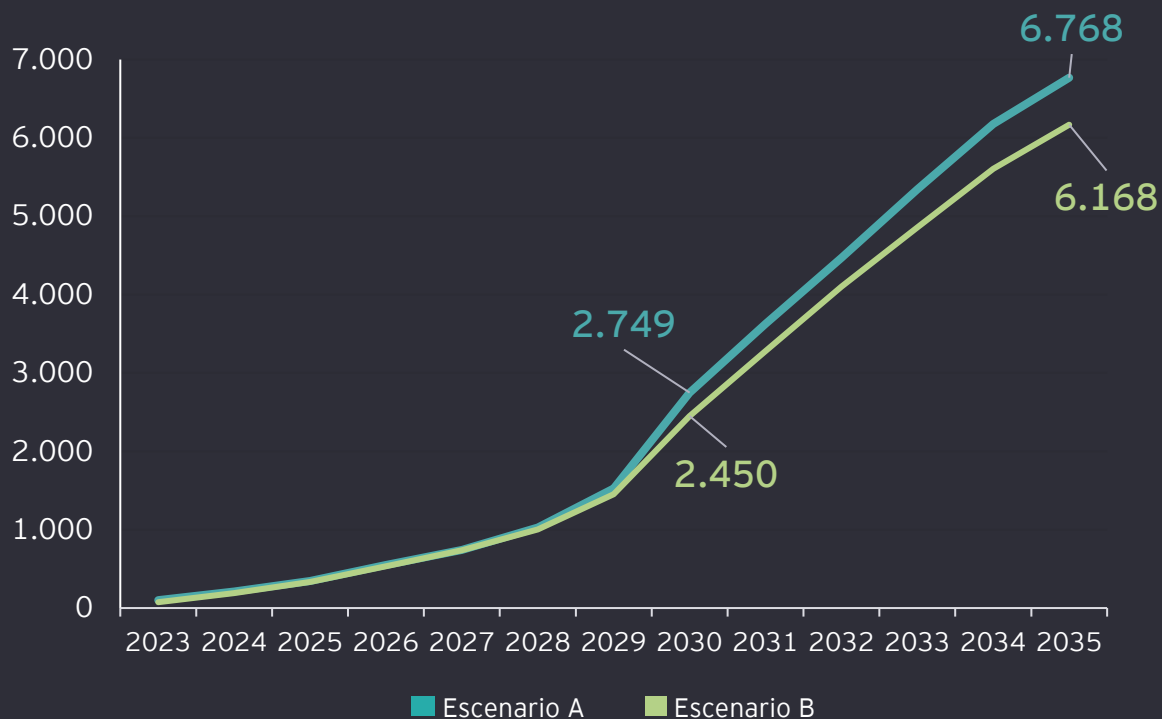
Escenario más conservador en todos los vectores de demanda, manteniendo el objetivo del PNIEC en reducción de emisiones en el sector Industrial

PRINCIPALES MAGNITUDES QUE CARACTERIZAN CADA ESCENARIO

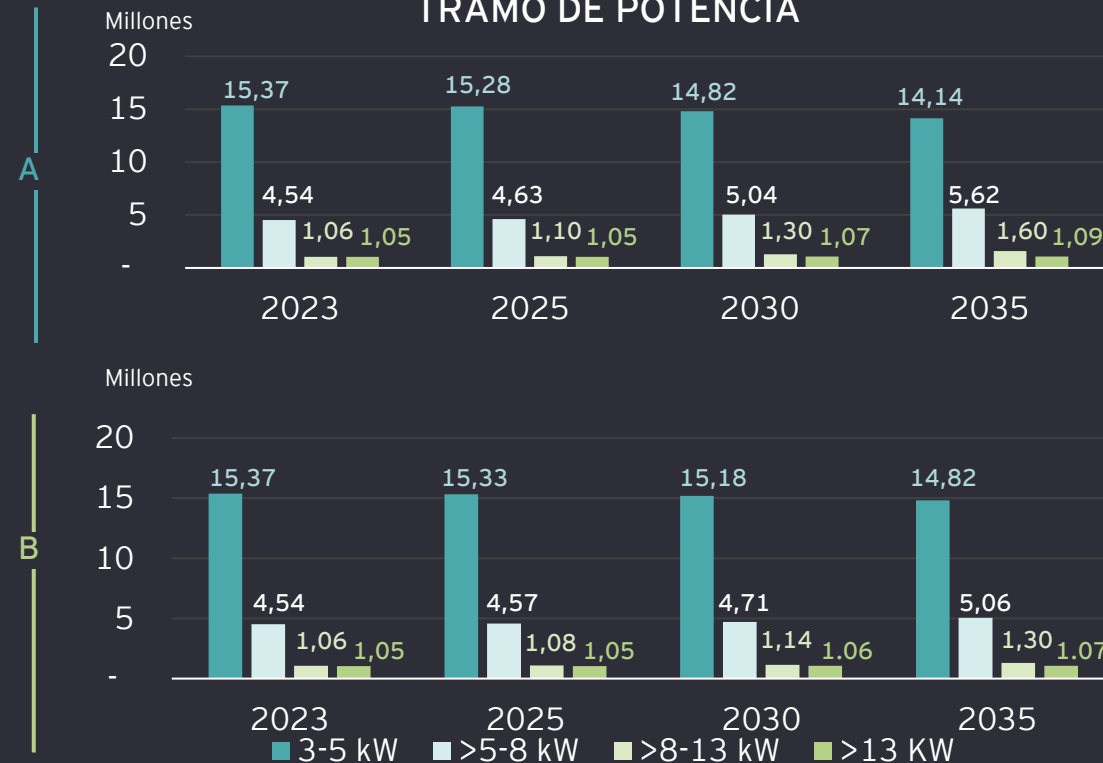


El crecimiento de la demanda se basa en la electrificación del calor industrial, la penetración de nuevos drivers en el sector Residencial y nuevos vectores de demanda

PUNTOS DE SUMINISTRO INDUSTRIALES ELECTRIFICADOS



PUNTOS DE SUMINISTRO RESIDENCIALES POR TRAMO DE POTENCIA



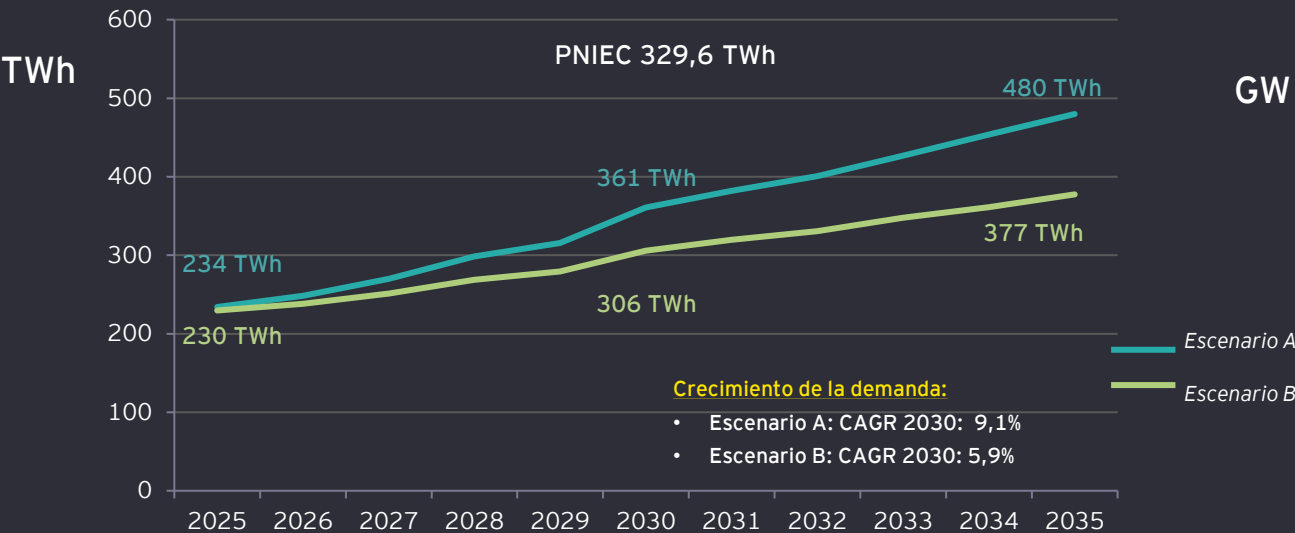
La electrificación de los procesos productivos con temperaturas inferiores a 400° jugará un papel clave en la descarbonización de la industria de aquí a 2030, gracias a la adopción de tecnologías eléctricas más eficientes y sostenibles como las calderas eléctricas, las bombas de calor y el almacenamiento electrotérmico, que irán sustituyendo progresivamente a los sistemas basados en combustibles fósiles.

Al mismo tiempo, en el segmento residencial, la construcción de nuevas viviendas con bombas de calor de alta eficiencia y la creciente penetración del vehículo eléctrico se consolidan como vectores fundamentales que transformarán las necesidades de conexión en el ámbito residencial.

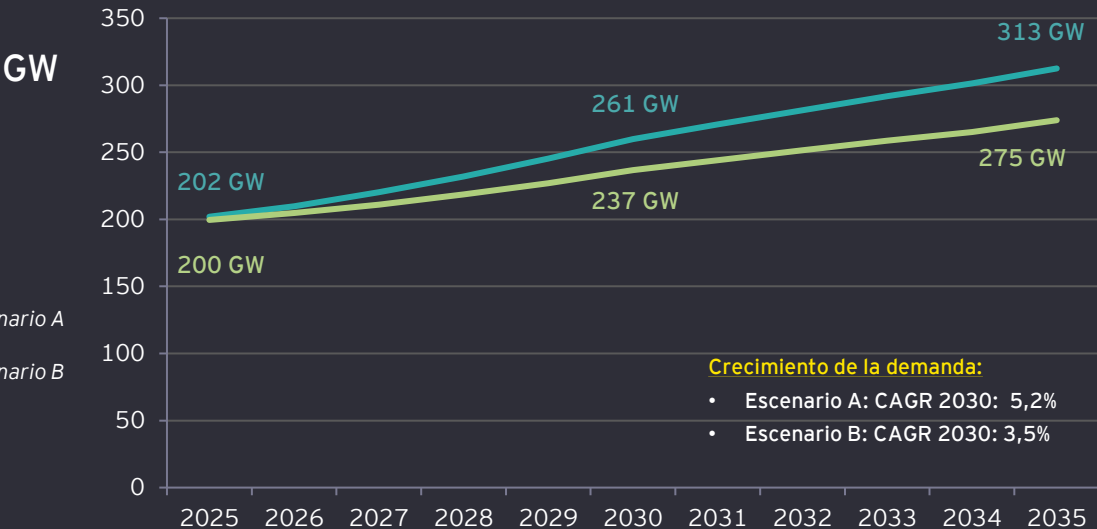
1. Resumen ejecutivo

La demanda estimada a 2030 aumenta entre un 33% - 54% (305,8 - 360,5 TWh) con respecto a 2025, en línea con el PNIEC (329,6 TWh). En 2035 se incrementa entre el 64% - 105% (377,5 - 479,5 TWh)

DEMANDA (TWh)⁽¹⁾⁽²⁾



POTENCIA (GW)⁽¹⁾⁽²⁾



¹ Demanda y potencia eléctrica nacional

² El cálculo de la demanda y potencia nacional se ha realizado a partir de la demanda y potencia anual estimada por el modelo de previsión para la zona aeléc para el segmento residencial e industrial y multiplicando por un factor de corrección. Al resultado obtenido se le ha añadido la Nueva Demanda. A continuación, en la tabla se muestra un ejemplo para el escenario B; Demanda residencial Nacional = Demanda residencial zona aeléc * factor de corrección

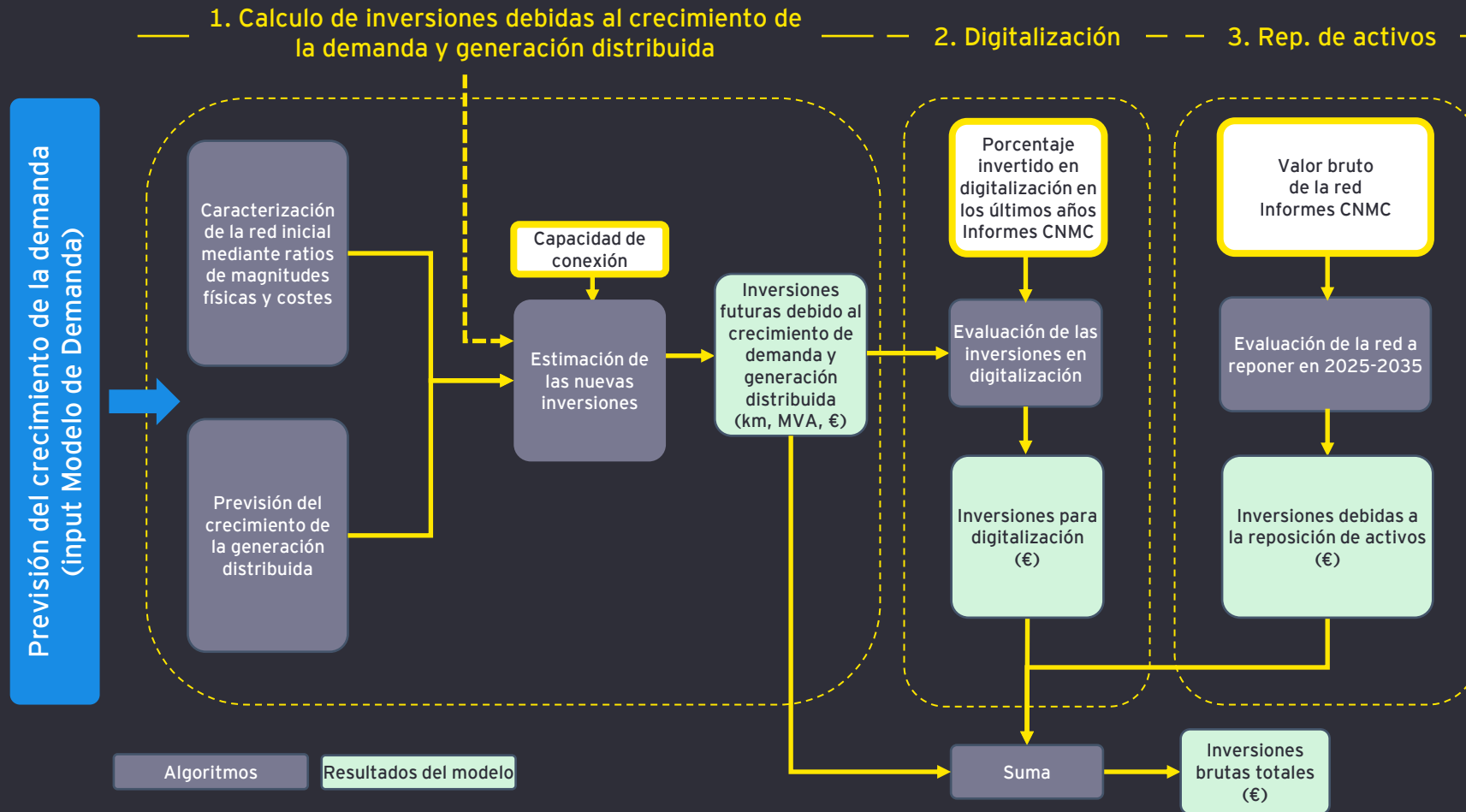
		Demanda Nacional 2030 (TWh)	Demanda Zona aeléc 2030 (TWh)	Factor de corrección (%)
B	Residencial	117,3	98,4	19,2%
	Industrial	139,8	108,6	28,7%
	Nueva Demanda	48,7	-	-

		Potencia Nacional 2030 (GW)	Potencia Zona aeléc 2030 (GW)	Factor de corrección (%)
B	Residencial	165,9	139,8	18,7%
	Industrial	54,6	39,8	37,2%
	Nueva Demanda	16,8	-	-

NOTA: La demanda y la potencia de la zona “No aeléc”, se ha obtenido como la diferencia entre la información de demanda y potencia total publicada por la CNMC para el año 2023 en el cuadro 3 de la “Memoria Justificativa de la Propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2025” y los datos de demanda y potencia obtenidos para el año 2023 por el modelo de demanda.

El segmento industrial, así como el hidrógeno verde, los data centers y la electrificación de las carreteras son los vectores que provocarán un mayor impacto en el incremento de la demanda, siendo el 50 - 55% (152,4 - 197,1TWh) del total de la demanda a 2030

El Modelo de cálculo de inversiones en la red de distribución 2025 - 2035 tiene como input la información del Modelo de Demanda, así como la generación distribuida, la inversión en digitalización y la reposición de activos



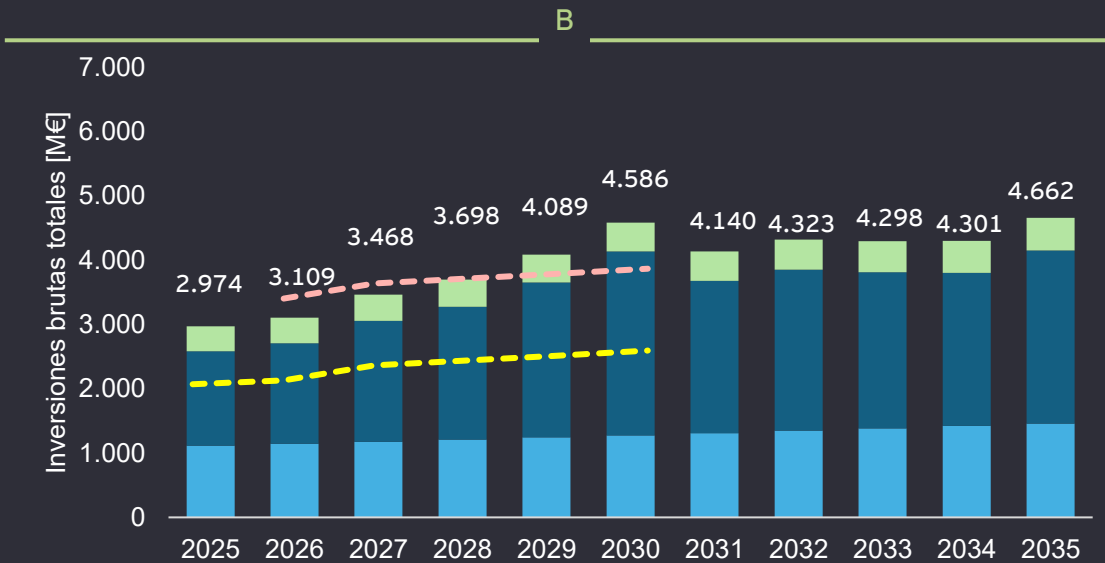
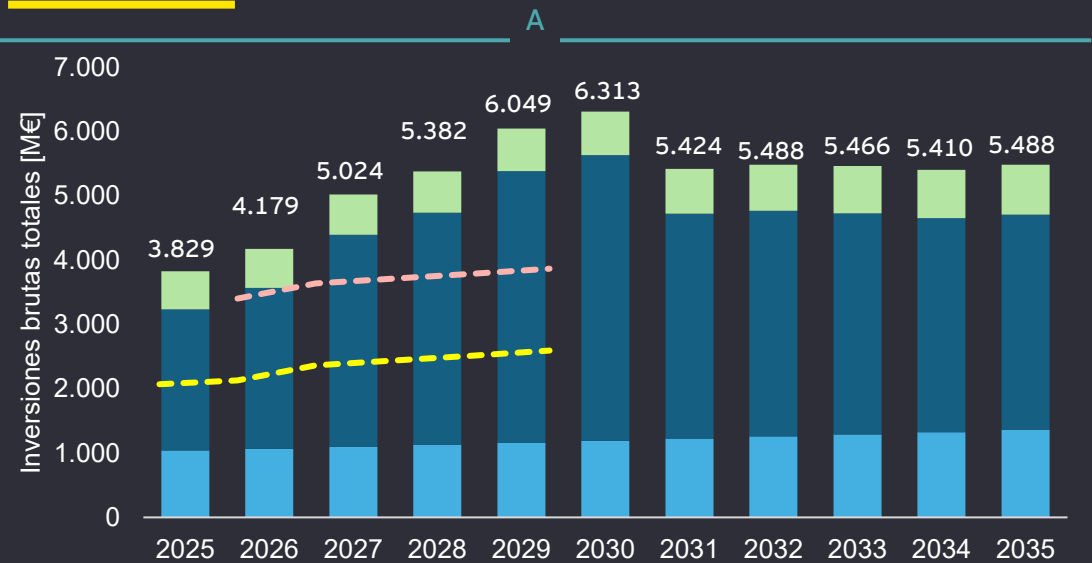
El Modelo considera las características físicas de la red, su valoración mediante costes unitarios y la capacidad de conexión disponible.

Otros factores relevantes que impulsan las inversiones en distribución y que se han tenido en cuenta en el modelo son:

- Reposición de equipos
- Digitalización

NOTA: el potencial impacto de la flexibilidad en el acceso a la capacidad de la red se incorporará como palanca (en un capítulo aparte), cuya implementación en el desarrollo regulatorio de la UE, representa un potencial ahorro en el desarrollo de las inversiones.

La inversión total estimada a nivel nacional está alineada con el crecimiento de la demanda y oscilaría en un rango en 2030 entre los 4.586 M€ y los 6.313 M€



NOTA: El límite de inversión actual se refiere a la inversión neta. La inversión reflejada en las barras del gráfico solo hace referencia a la inversión bruta en euros constantes (no consideran los ajustes por inversiones financiadas por terceros ni las mejoras en eficiencia)

ESCENARIO A		2025	2030	2035
Inversión (M€/año)	Digitalización	593	678	775
	Crecimiento de demanda	2.196	4.443	3.349
	Reposición de activos	1.039	1.192	1.363
TOTAL		3.829	6.313	5.488

ESCENARIO B		2025	2030	2035
Inversión (M€)	Digitalización	390	446	510
	Crecimiento de demanda	1.470	2.862	2.691
	Reposición de activos	1.114	1.277	1.461
TOTAL		2.974	4.586	4.662

En el escenario B las necesidades de inversión derivadas del crecimiento de la demanda, la digitalización y la reposición de activos a 2030 podrían ser compatibles con el planteamiento de ampliación de los límites establecidos en el proyecto de Real Decreto publicado el 12 de septiembre 2025, por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

NOTA: Dada la capacidad de conexión ya comprometida para generación distribuida, se ha estimado que la red está ya preparada para conectar dicha generación prevista para el periodo 2025-2035, por lo que el estudio se ha centrado en evaluar las necesidades de inversión para adaptar la red a los incrementos de demanda previstos

Fuente: ¹Plan fiscal y estructural de medio plazo; ²Proyecto de real decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Inversiones anuales promedio estimadas en las distribuidoras (aelēc y No aelēc) para los periodos 2025-2029 y 2030-2035

	Nivel	A			B		
		25-29	30-35	25-35	25-29	30-35	25-35
Incremento de potencia contratada de demanda previsto [MW]	aelēc	8.197	9.409	8.858	5.028	6.610	5.891
Inversiones anuales en red por incremento de demanda [M€]	aelēc	2.678	3.040	2.875	1.587	2.147	1.893
Inversiones anuales en red por incremento de demanda [M€]¹	Sistema	3.167	3.596	3.401	1.878	2.540	2.239
Subtotal inversiones anuales incrementos de demanda financiadas por terceros [M€] ²	Sistema	-602	-683	-646	-357	-483	-425
Coste de otros activos necesarios (digitalización) [M€]	Sistema	626	726	680	412	478	448
Subtotal de coste por incremento de demanda y otros activos necesarios [M€]	Sistema	3.191	3.639	3.435	1.933	2.535	2.261
Reducción por limitaciones del modelo que no considera mejorar de eficiencia [M€] ³	Sistema	-479	-546	-515	-290	-380	-339
Coste de reposición de la red actual por finalización de su vida útil [M€]⁴	Sistema	1.099	1.276	1.196	1.178	1.367	1.281
Inversiones anuales distribuidoras a reconocer en la retribución [M€]	Sistema	3.812	4.369	4.116	2.821	3.522	3.203
Inveriones afectadas por el factor de retardo [M€]⁵	Sistema	4.249	4.870	4.587	3.144	3.926	3.570

NOTA: El potencial impacto de la flexibilidad se aborda en un capítulo específico. No se ha incluido en el cuadro resumen, ya que no ha sido posible evaluar de manera objetiva el incremento de OPEX asociado a su activación

¹ % Representado por aelēc con respecto al total del sistema: 85%

² % de instalaciones financiadas por terceros: 19%

³ 15% de reducción por mejoras de eficiencia

⁴ Existe una sinergia entre las inversiones por crecimiento de demanda o generación y la reposición de activos, de modo que parte de estos se refuerzan o sustituyen en el marco de otras actuaciones, sin requerir una inversión específica adicional.

⁵ Tasa: 7,5%

FRRI: 1,11



2. Modelo de Demanda y Potencia Eléctrica 2025 - 2035

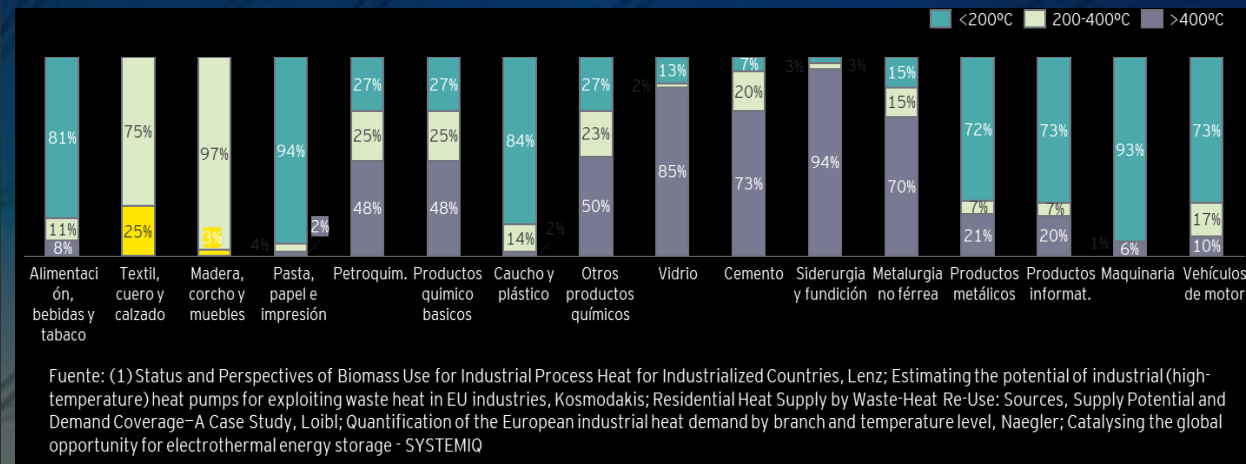
Previsión de demanda en el **sector Industrial**: Clusterización, análisis de necesidades de calor y potencial de electrificación a nivel Punto de Suministro

1

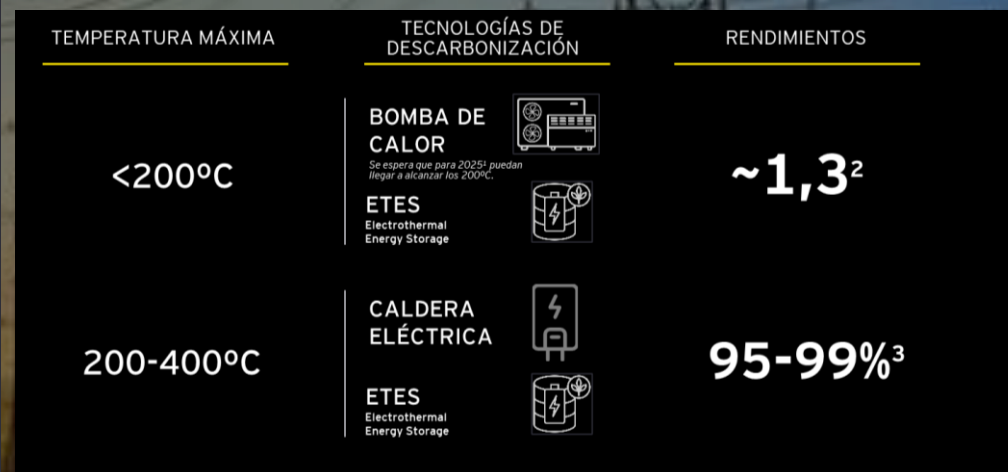
METODOLOGÍA SEGMENTO INDUSTRIAL

- Cálculo de un escenario base de demanda sobre el crecimiento histórico y corregido con el PIB industrial
- Segmentación de la Industria en 14 sectores basados en el CNAE reportado en los formularios de la Circular CNMC 8/2021 y 4/2015
- Cálculo de consumo de calor por Puntos de Suministro y clasificación en (0-200° y 200-400° y >400°) en base a la estimación de consumo de gas natural
- Cálculo de emisiones de CO2 actuales por punto de suministro
- Cálculo del potencial de electrificación por punto de suministro en base su consumo de calor y las tecnologías consideradas: almacenamiento térmico, bomba de calor y caldera eléctrica
- Generación de escenarios de ejecución de proyectos de electrificación para cumplir con senda objetivo de emisiones industriales de CO2 anuales
- Desarrollo de escenarios de instalación de solar PV en autoconsumo en los puntos de suministro electrificados
- Cálculo de incremento de demanda anual y en base a la tecnología desplegada, cálculo de necesidades de potencia adicionales

DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA DE CALOR INDUSTRIAL SEGÚN LA TEMPERATURA DE LOS PROCESOS



POTENCIALES TECNOLOGÍAS DE DESCARBONIZACIÓN DE LOS PROCESOS INDUSTRIALES SEGÚN SU TEMPERATURA ¹



¹Se ha considerado que los procesos industriales >500°C utilizarán gases renovables en su proceso de descarbonización y por tanto no se han tenido en cuenta para la realización del análisis

Previsión de demanda en el segmento Residencial

2

METODOLOGÍA SEGMENTO RESIDENCIAL

- Cálculo de escenario base sobre el crecimiento histórico, considerando un factor anual de eficiencia energética
- Previsión de la penetración anual de los factores de electrificación residencial: bomba de calor, vehículo eléctrico e instalaciones de autoconsumo solar PV
- Segmentación de los municipios en función del tipo de vivienda y potencia (unifamiliar o edificio y potencia >6kW o <6kW), así como una segmentación por tipo de cliente
- Asignación de factores de demanda a CT y punto de suministro en base a la caracterización de los Municipios y la segmentación de clientes
- Cálculo de incremento de demanda y potencia a nivel CT

PALANCAS DE DESCARBONIZACIÓN



BOMBA DE CALOR


VEHÍCULO ELÉCTRICO



AUTOCONSUMO

SEGMENTACIÓN DE MUNICIPIO POR TIPO DE VIVIENDA













TIPO DE VIVIENDA


UNIFAMILIAR
PLURIFAMILIAR

POTENCIA CONTRATADA


POTENCIA > 6kW
POTENCIA < 6kW

TIPOLOGÍA DE CLIENTE POR SEGMENTO¹

	TIPO A	TIPO B	TIPO C	TIPO D	TIPO E	TIPO F	TIPO G
BOMBA DE CALOR							
VEHÍCULO ELÉCTRICO							
AUTOCONSUMO							
	3%	15%	10%	5%			

¹El gráfico muestra el % de penetración de los factores de descarbonización (BC, AC, VE) según la tipología de cliente existente dentro de cada uno de los segmentos identificados por municipio

Previsión desarrollo de Nuevos vectores de Demanda

3

METODOLOGÍA SEGMENTO NUEVA DEMANDA

- Construcción de BBDD de Proyectos
- Desarrolla escenarios de demanda y potencia de Nuevos vectores de demanda: Centros de Datos, Nueva Vivienda, Electrificación de carreteras y Puertos, Hidrógeno verde y plantas de biometano
- Analiza los proyectos comunicados, planes de infraestructuras y solicitudes de nuevas conexiones para localizar los proyectos en el territorio:
 - **Hidrógeno Verde y Biometano:** Escenarios de desarrollo y demanda Industrial
 - **Centros de Datos:** Escenarios de desarrollo y mejora de PUE
 - **Electrificación de carreteras** y previsión de ventas de EV
 - Planes y previsiones oficiales de **Electrificación de Puertos**

VECTORES DE NUEVA DEMANDA

1



H2 VERDE

El PNIEC contempla la instalación de 12 GW de electrolizadores para 2030, destinados a la producción de hidrógeno renovable, principalmente orientado al uso industrial

2



BIOGÁS

El objetivo de 20 TWh de producción de biogás del PNIEC, hace que este sector se posicione como uno de los de crecimiento en los próximos años

3



CENTROS DE DATOS

Ante el crecimiento de la demanda derivado del desarrollo del procesamiento de datos y la inteligencia artificial, diversas regiones están valorando el atractivo de acoger la instalación de centros de datos

4



VE RECARGA PÚBLICA

El despliegue de los 5,5 millones de VE reflejados en el PNIEC viene acompañado de un crecimiento en infraestructura de recarga

5



DESALADORAS Y PUERTOS

Los precios competitivos del recurso energético español están favoreciendo el crecimiento y la electrificación de los grandes demandantes

Dos escenarios

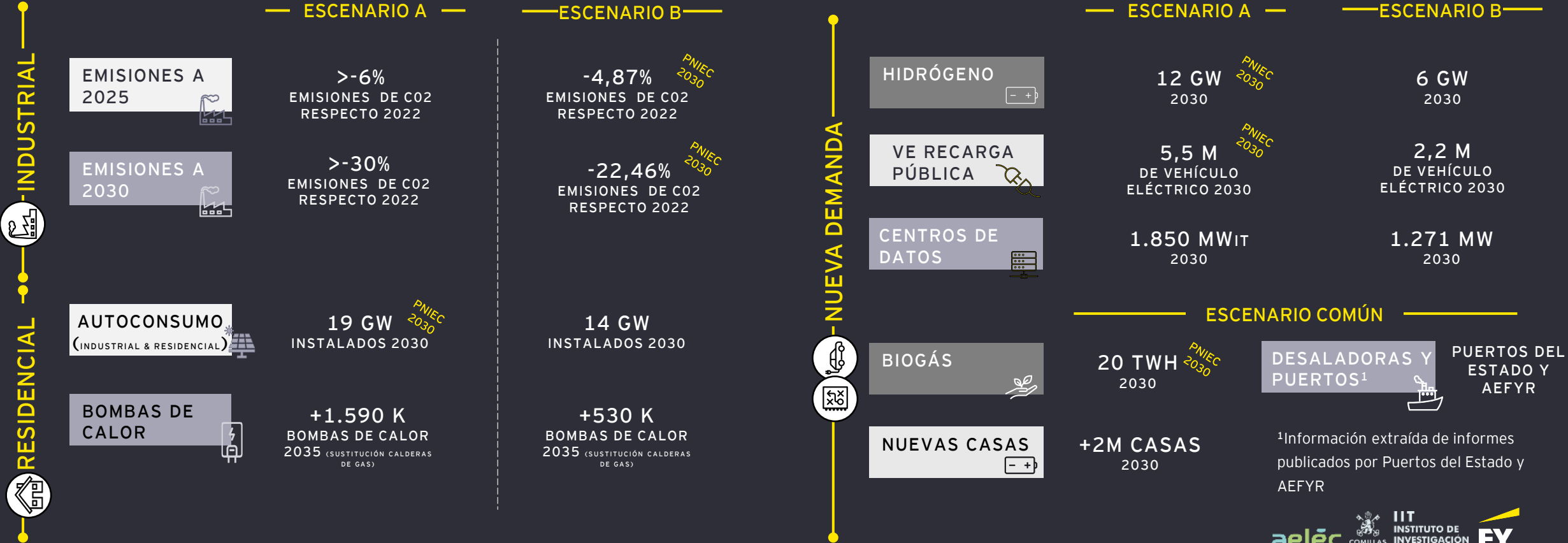
ESCENARIO A

Escenario ambicioso, mantiene los escenarios PNIEC para H₂, EV y Autoconsumo y maximiza el potencial de electrificación del sector Industrial

ESCENARIO B

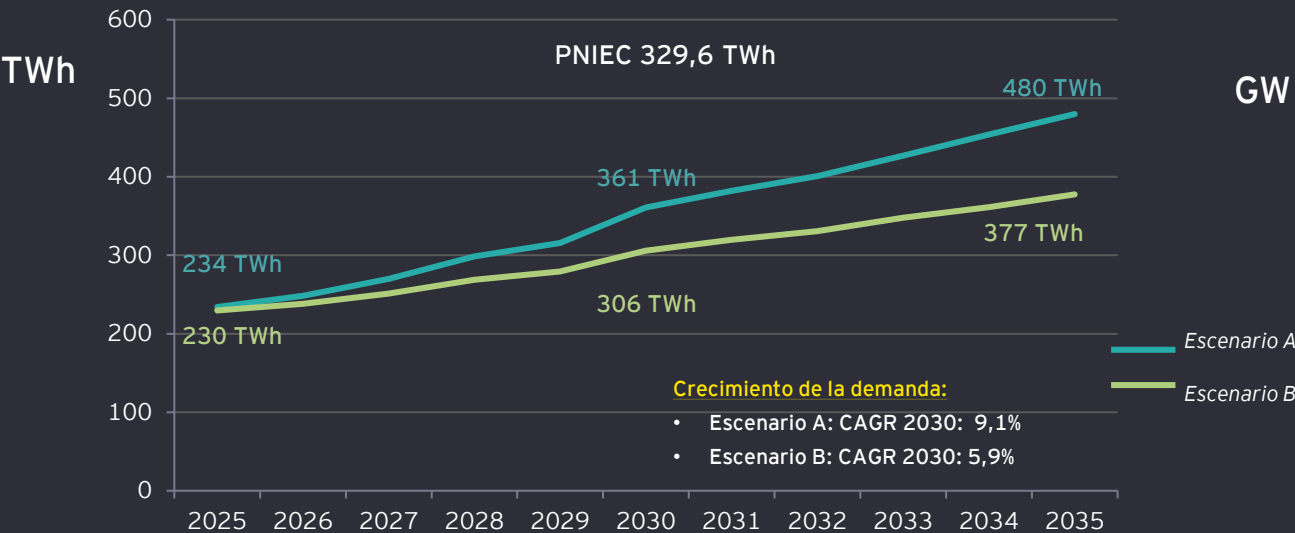
Escenario más conservador en todos los vectores de demanda, manteniendo el objetivo del PNIEC en reducción de emisiones en el sector Industrial

PRINCIPALES MAGNITUDES QUE CARACTERIZAN CADA ESCENARIO

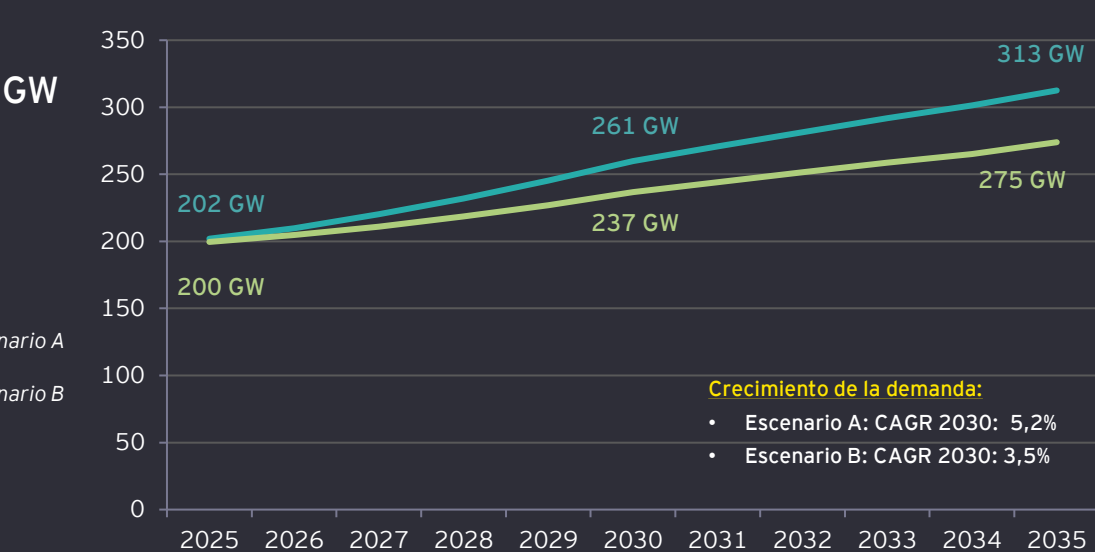


La demanda estimada a 2030 aumenta entre un 33% - 54% (305,8 - 360,5 TWh) con respecto a 2025, en línea con el PNIEC (329,6 TWh). En 2035 se incrementa entre el 64% - 105% (377,5 - 479,5 TWh) (1/2)

DEMANDA (TWh)⁽¹⁾⁽²⁾



POTENCIA (GW)⁽¹⁾⁽²⁾



¹ Demanda y potencia eléctrica nacional

² El cálculo de la demanda y potencia nacional se ha realizado a partir de la demanda y potencia anual estimada por el modelo de previsión para la zona aeléc para el segmento residencial e industrial y multiplicando por un factor de corrección. Al resultado obtenido se le ha añadido la Nueva Demanda. A continuación, en la tabla se muestra un ejemplo para el escenario B; Demanda residencial Nacional = Demanda residencial zona aeléc * factor de corrección

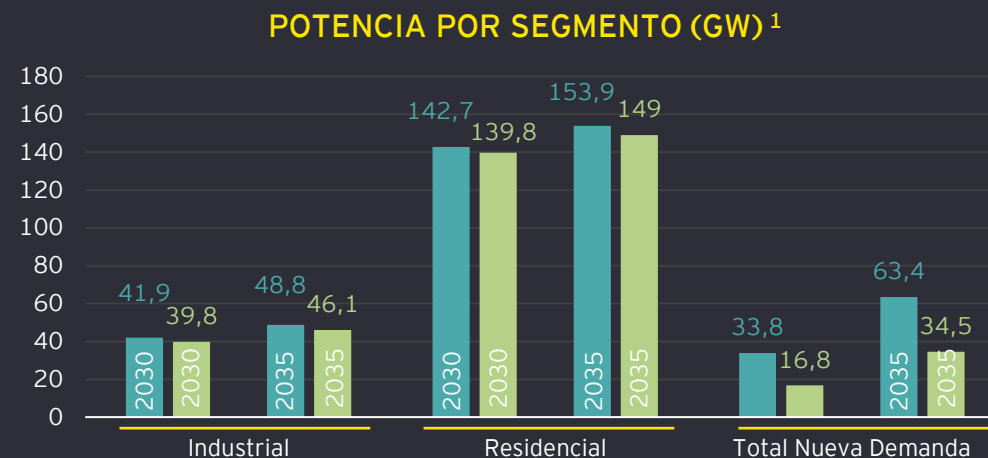
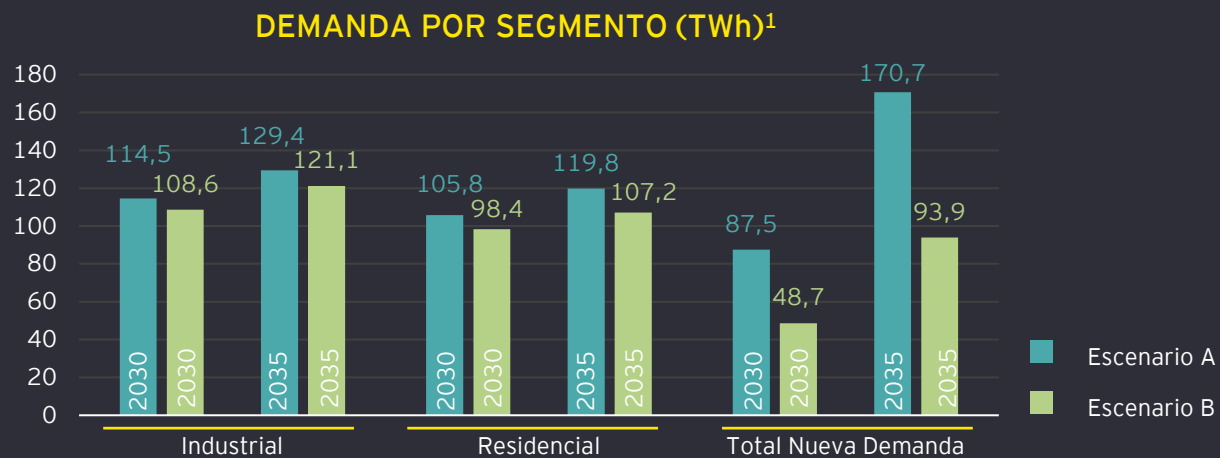
	Demanda Nacional 2030 (TWh)	Demanda Zona aeléc 2030 (TWh)	Factor de corrección (%)
Residencial	117,3	98,4	19,2%
Industrial	139,8	108,6	28,7%
Nueva Demanda	48,7	-	-

	Potencia Nacional 2030 (GW)	Potencia Zona aeléc 2030 (GW)	Factor de corrección (%)
Residencial	165,9	139,8	18,7%
Industrial	54,6	39,8	37,2%
Nueva Demanda	16,8	-	-

NOTA: La demanda y la potencia de la zona “No aeléc”, se ha obtenido como la diferencia entre la información de demanda y potencia total publicada por la CNMC para el año 2023 en el cuadro 3 de la “Memoria Justificativa de la Propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2025” y los datos de demanda y potencia obtenidos para el año 2023 por el modelo de demanda.

El segmento industrial, así como el hidrógeno verde, los data centers y la electrificación de las carreteras son los vectores que provocarán un mayor impacto en el incremento de la demanda, siendo el 50 - 55% (152,4 - 197,1TWh) del total de la demanda a 2030

La demanda estimada a 2030 aumenta entre un 33% - 54% (305,8 - 360,8 TWh) con respecto a 2025, en línea con el PNIEC (329,6 TWh). En 2035 se incrementa entre el 64% - 105% (377,5 - 479,8 TWh) (2/2)

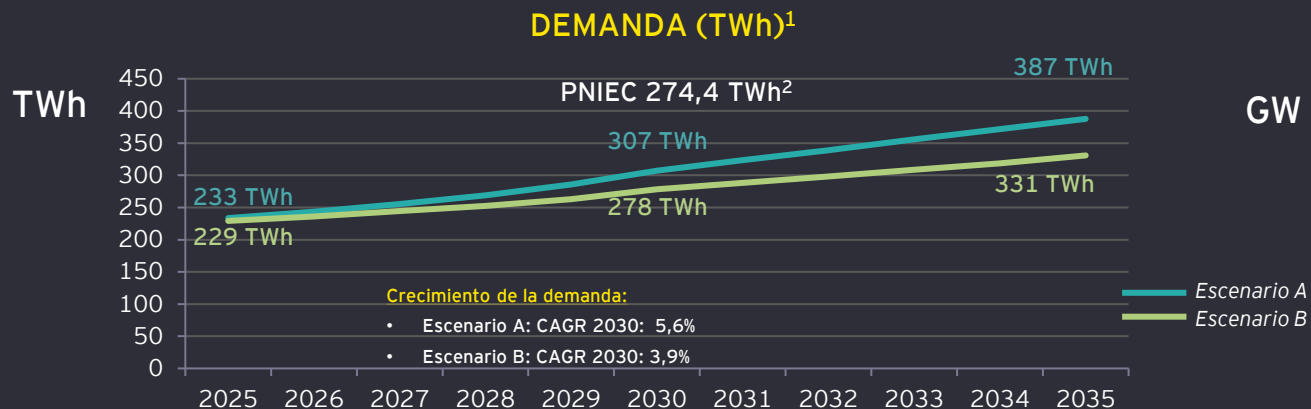


¹ La información reflejada solo tiene en cuenta los datos de las compañías asociadas a aeléc

Principales drivers de crecimiento:

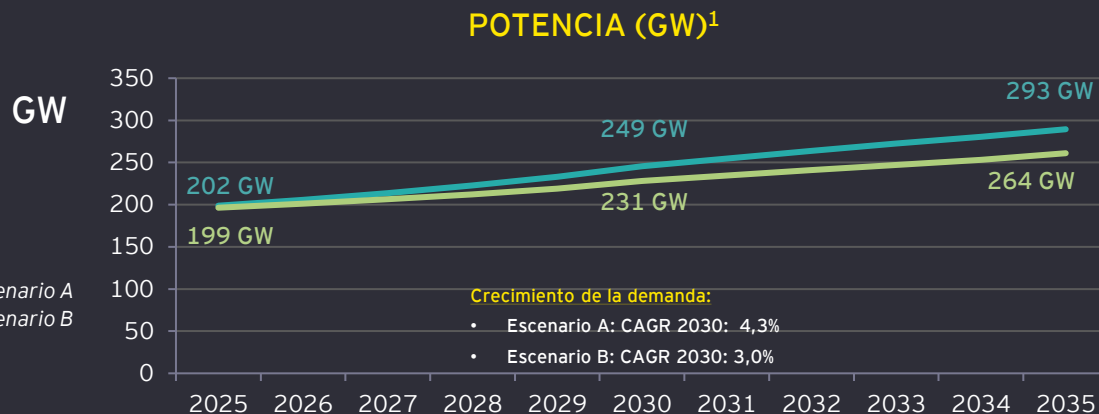
- En el segmento industrial, la electrificación de procesos con temperaturas inferiores a 400 °C provocará un incremento de la demanda eléctrica del 17,9 % al 22,4 % en 2030 respecto a 2025, pasando de 92,1-93,5 TWh en 2025 a 108,6-114,5 TWh en 2030. Este aumento se traduce en un crecimiento de la potencia instalada en 2030 del 26,8 % al 31,3 %, desde los 31,4-31,9 GW de 2025.
- En el ámbito residencial, la sustitución de calderas de gas por sistemas de aerotermia y la expansión del vehículo eléctrico impulsarán la demanda entre un 8,9 % y un 15,0 % para 2030 en comparación con 2025, cuyo consumo se sitúa entre 90,3 y 92,0 TWh. Este incremento supondrá un aumento de la potencia entre el 7,0 % y el 8,8 % respecto a los valores de 2025 (130,6-131,1 GW).
- Asimismo, la incorporación de nuevos vectores de demanda como el hidrógeno verde, los centros de datos y la infraestructura de recarga eléctrica supondrá una contribución adicional significativa al sistema eléctrico. Se estima que estos vectores aporten entre 48,7 y 87,5 TWh adicionales en 2030 respecto a los 3,5-4,2 TWh registrados en 2025. En términos de potencia, ello se traduce en un aumento de entre 16,8 y 33,9 GW sobre la base de 2025 (1,6-2,8 GW).

La demanda a 2030 (sin hidrógeno verde) aumenta entre un 21% - 31% (278 - 307 TWh) con respecto a 2025, en línea con el PNIEC² (274,4 TWh). En 2035 se incrementa entre el 44% - 66% (330,8 - 387,6 TWh)

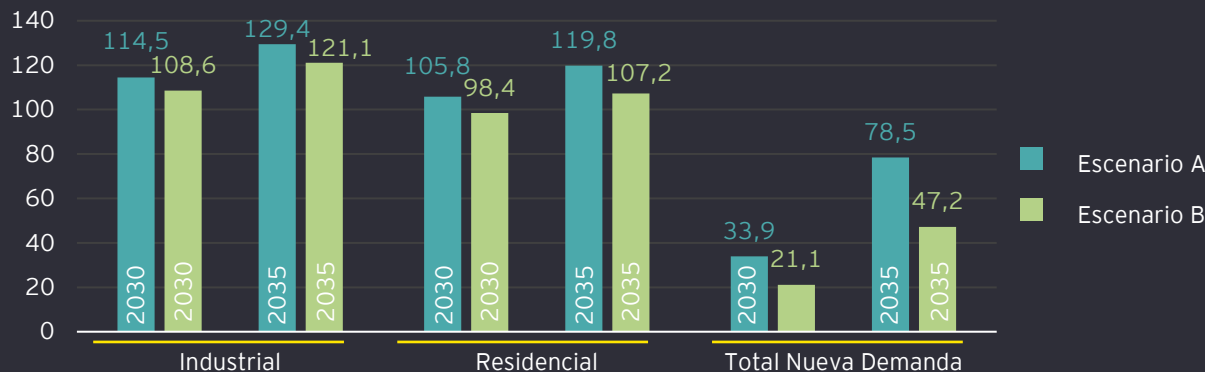


¹ Demanda y potencia eléctrica nacional

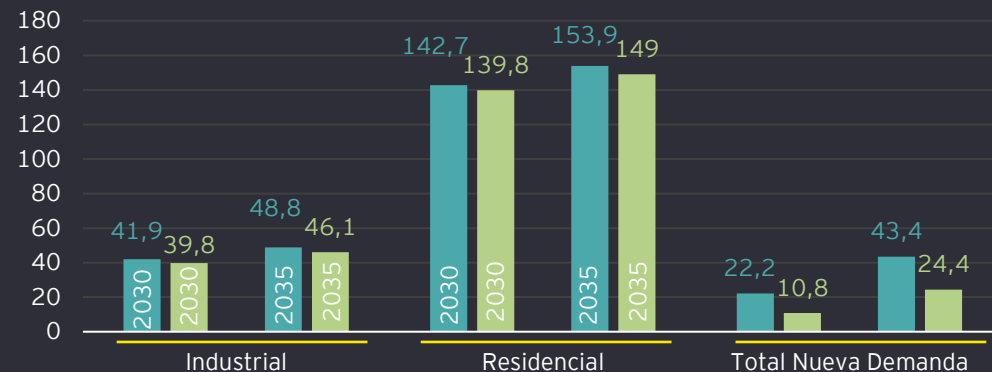
² Datos de PNIEC sin tener en cuenta el hidrógeno verde



DEMANDA POR SEGMENTO (TWh)³



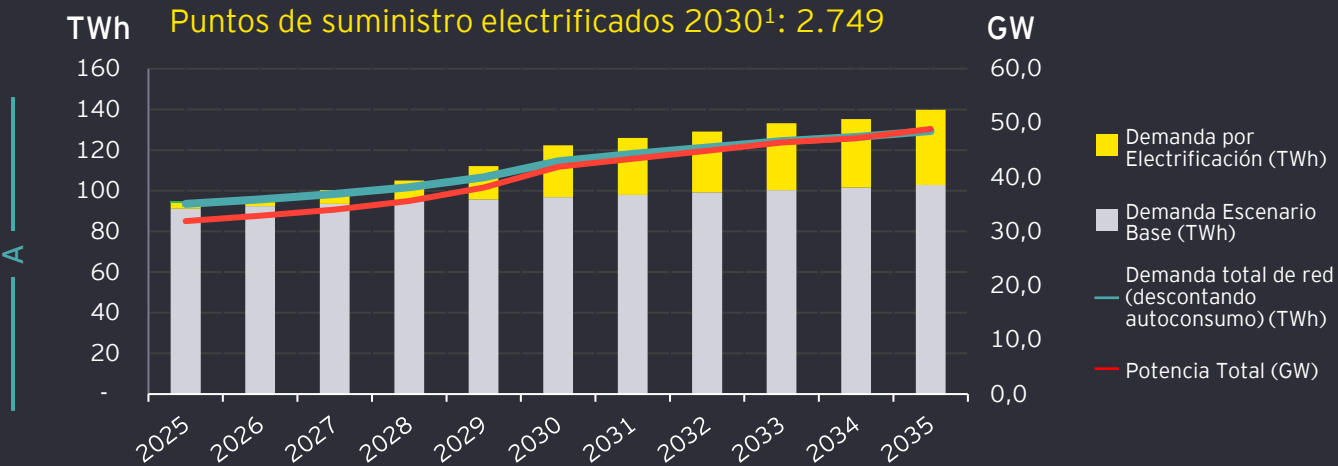
POTENCIA POR SEGMENTO (GW)³



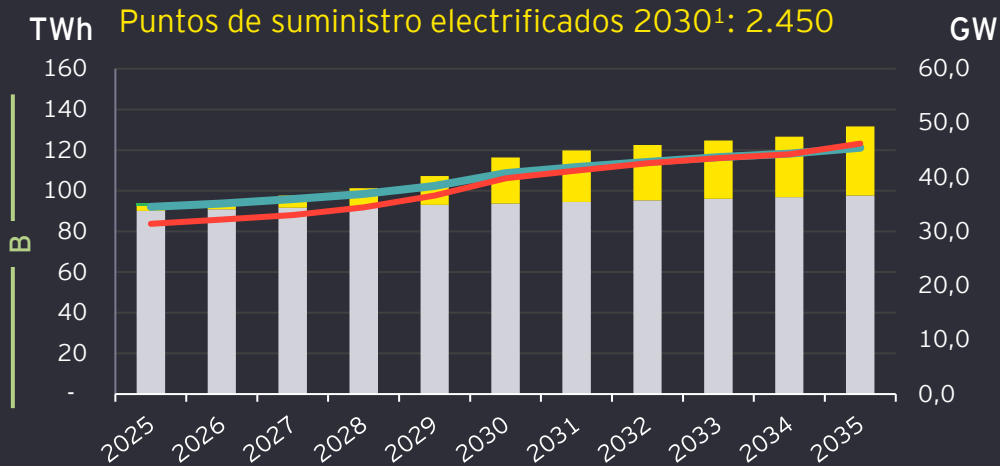
³ La información reflejada solo tiene en cuenta los datos de las compañías asociadas a aelēc

El segmento industrial, así como los data centers y la electrificación de las carreteras son los vectores que provocarán un mayor impacto en el incremento de la demanda, siendo el 45 - 47% (124,7 - 143,5 TWh) del total de la demanda a 2030

El segmento industrial experimenta un incremento de demanda a 2030 entre un 17,9 - 22,4% (108,6 - 114,5 TWh) con respecto al 2025. En 2035 la demanda aumenta entre el 31,6 - 38,3% (121,1 - 129,4 TWh)



Escenario A		2025	2030	2035
Demanda	TWh	93,5	114,5	129,4
	CAGR (%)	-	4,1%	3,3%
Potencia	GW	31,9	41,9	48,9
	CAGR (%)	-	5,6%	4,4%



Escenario B		2025	2030	2035
Demanda	TWh	92,1	108,6	121,2
	CAGR (%)	-	3,4%	2,8%
Potencia	GW	31,4	39,8	46,2
	CAGR (%)	-	4,9%	3,9%

La electrificación de los procesos productivos con temperaturas inferiores a 400° jugarán un papel clave en la descarbonización de la industria a 2030 mediante la adopción de tecnologías eléctricas más eficientes y sostenibles como las calderas eléctricas, bombas de calor y almacenamiento electrotérmico, que irán sustituyendo progresivamente a los sistemas basados en combustibles fósiles.

NOTA: La información reflejada solo tiene en cuenta los datos de las compañías asociadas a aelēc

¹Total Puntos de Suministro Industriales (zona aelēc): 86.444 Puntos de Suministro

Se estima que el segmento residencial experimente un incremento de la demanda a 2030 entre un 8,9 - 15,0% (98,4 - 105,8 TWh) vs 2025. En 2035 la demanda aumentaría entre el 18,6 - 30,2% (107,1 - 119,8 TWh)

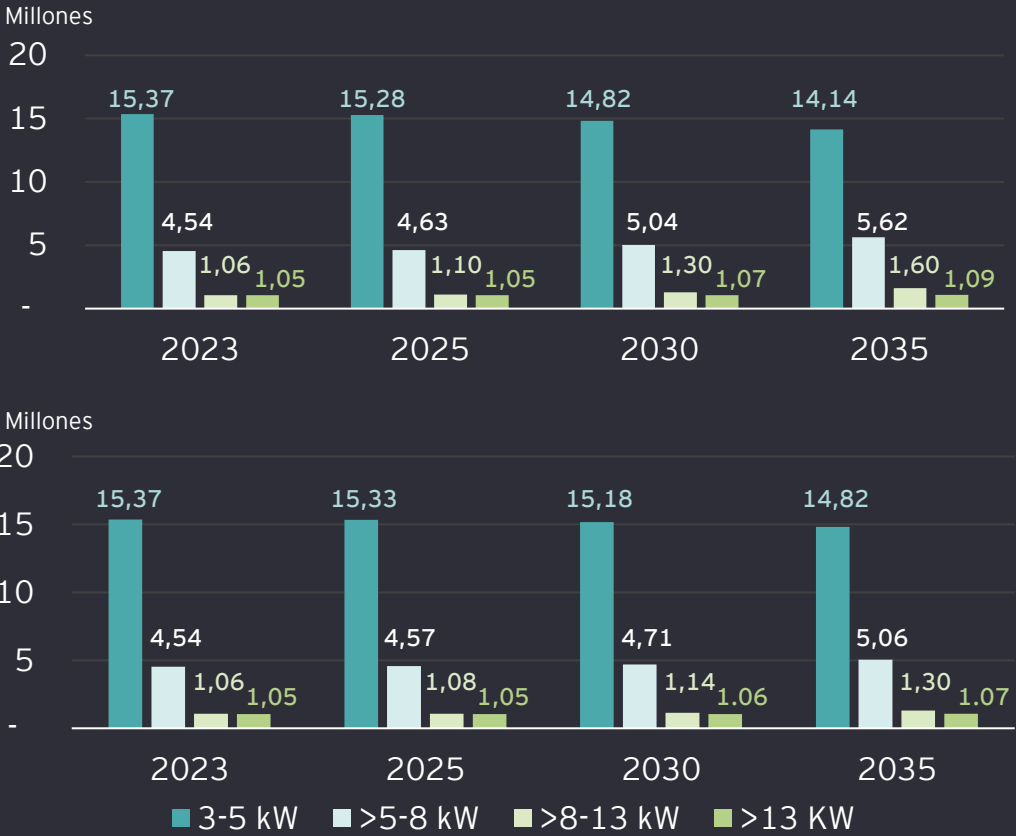
A

TWh	2025	2030	2035
Bombas de calor	0,6	2,8	6,4
Vehículo eléctrico	1,2	6,2	13,7
Autoconsumo	-1,1	-2,8	-3,8
Eficiencia energ.	-0,6	-3,1	-7,3
Nuevas viviendas	2,2	13	21,1
Demanda total	92,0	105,8	119,8
CAGR (%)	-	2,8%	2,7%

B

TWh	2025	2030	2035
Bombas de calor	0,4	1,2	2,1
Vehículo eléctrico	0,5	2,1	7,7
Autoconsumo	-0,9	-1,7	-2
Eficiencia energ.	-1,2	-5,5	-11,2
Nuevas viviendas	2,2	13	21,1
Demanda total	90,3	98,4	107,1
CAGR (%)	-	1,7%	1,7%

PUNTOS DE SUMINISTRO POR TRAMO DE POTENCIA - RESIDENCIAL¹

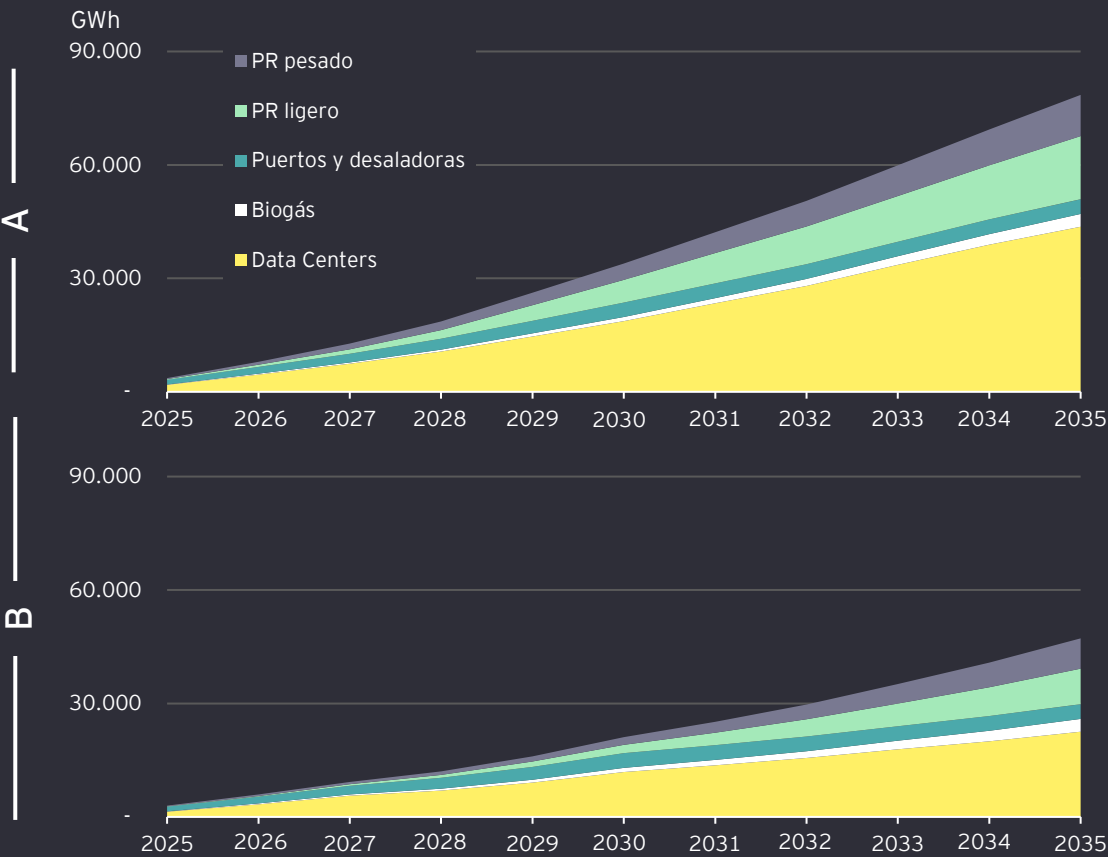


La construcción de nuevas viviendas con bombas de calor de alta eficiencia junto a la progresiva penetración del vehículo eléctrico, son los vectores que transformarán las necesidades de conexión de los clientes residenciales

NOTA: La información reflejada solo tiene en cuenta los datos de las compañías asociadas a aelēc

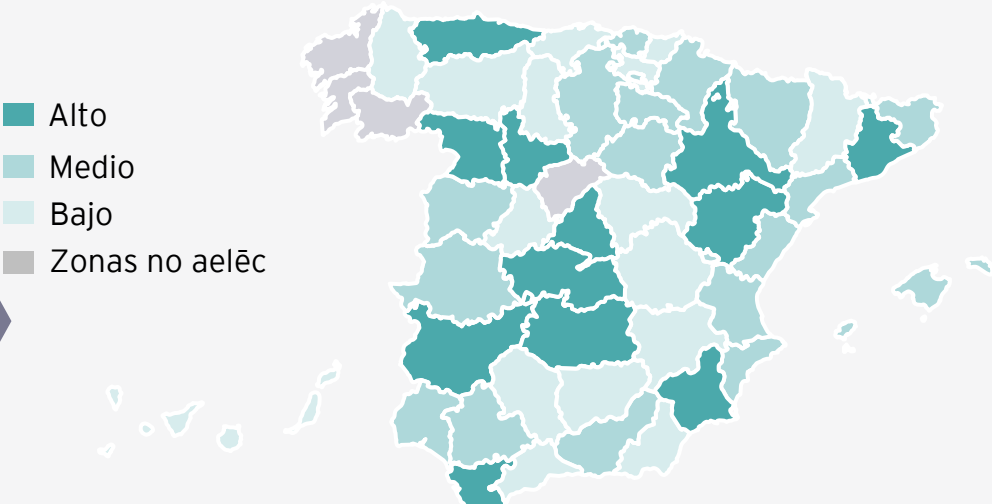
¹Total Puntos de Suministro Residenciales (zona aelēc): 29.936.616 Puntos de Suministro

El segmento Nueva Demanda experimenta un incremento de demanda a 2030 entre 48,7 - 87,5 TWh, mientras en 2035 la demanda se estima que aumente entre el 93,9 - 170,7 TWh



El crecimiento de la demanda se sustenta sobre los vectores de los puntos de recarga eléctricos, los centros de datos y el hidrógeno verde (que adicionalmente a las cifras de las gráficas, presenta un potencial máximo de 53,6 TWh/año en 2030 y 92,2 TWh/año en 2035). Las compañías deberán estar alerta para absorber el crecimiento en función del despliegue real que dichas tecnologías vayan teniendo

Zonas geográficas con mayor impacto de los vectores de nueva demanda

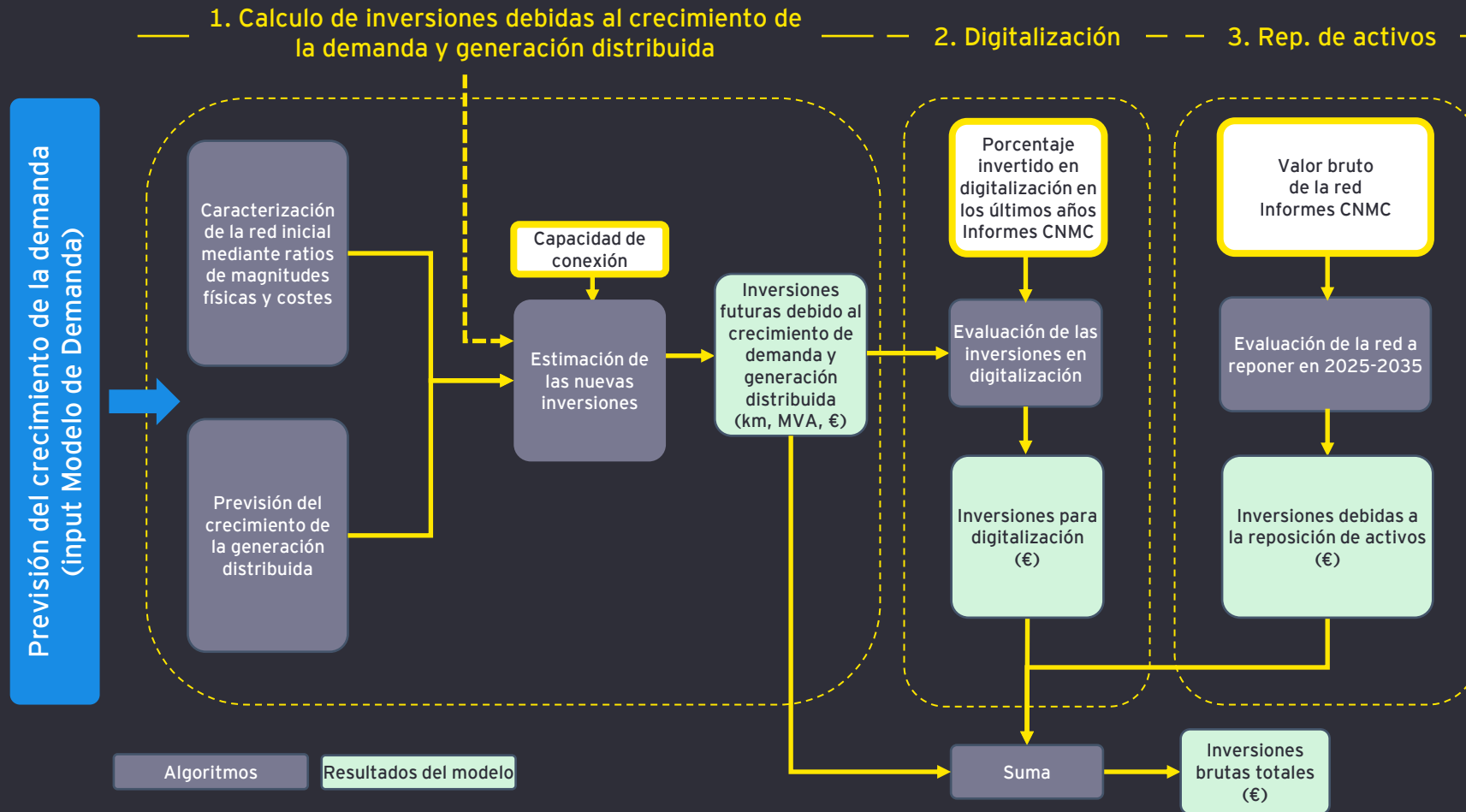


Escenarios		2030	2035
A	Demanda (TWh)	87,5	170,7
	CAGR (%)	84%	45%
	Potencia (GW)	33,9	63,4
	CAGR (%)	65%	37%
B	TWh	48,7	93,9
	CAGR (%)	69%	39%
	GW	16,8	34,5
	CAGR (%)	61%	36%



3. Modelo de cálculo de inversión en la red de distribución 2025 - 2035

El Modelo de cálculo de inversiones en la red de distribución 2025 - 2035 tiene como input la información del Modelo de Demanda, así como la generación distribuida, la inversión en digitalización y la reposición de activos



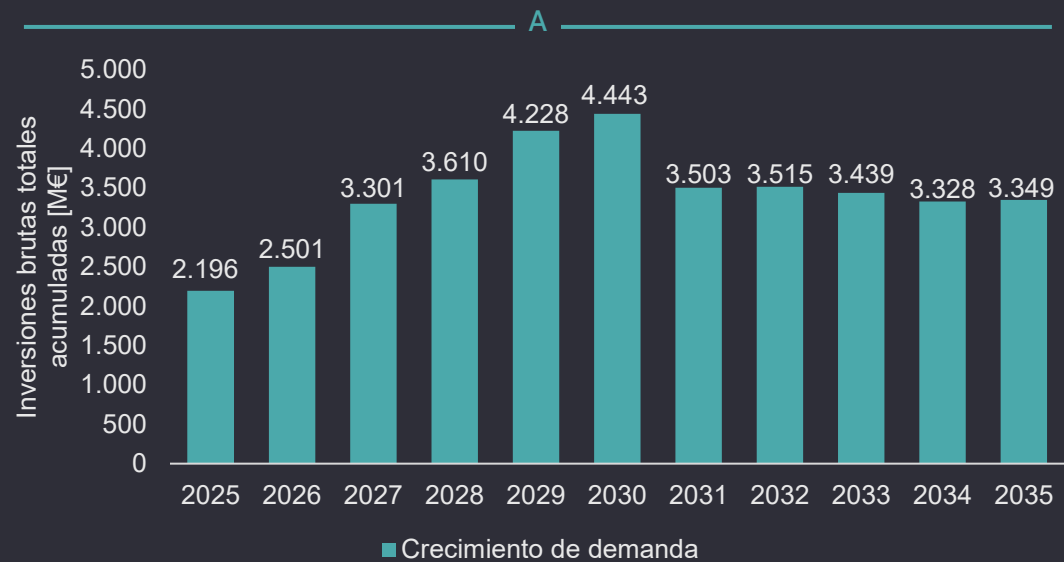
El Modelo considera las características físicas de la red, su valoración mediante costes unitarios y la capacidad de conexión disponible.

Otros factores relevantes que impulsan las inversiones en distribución y que se han tenido en cuenta en el modelo son:

- Reposición de equipos
- Digitalización

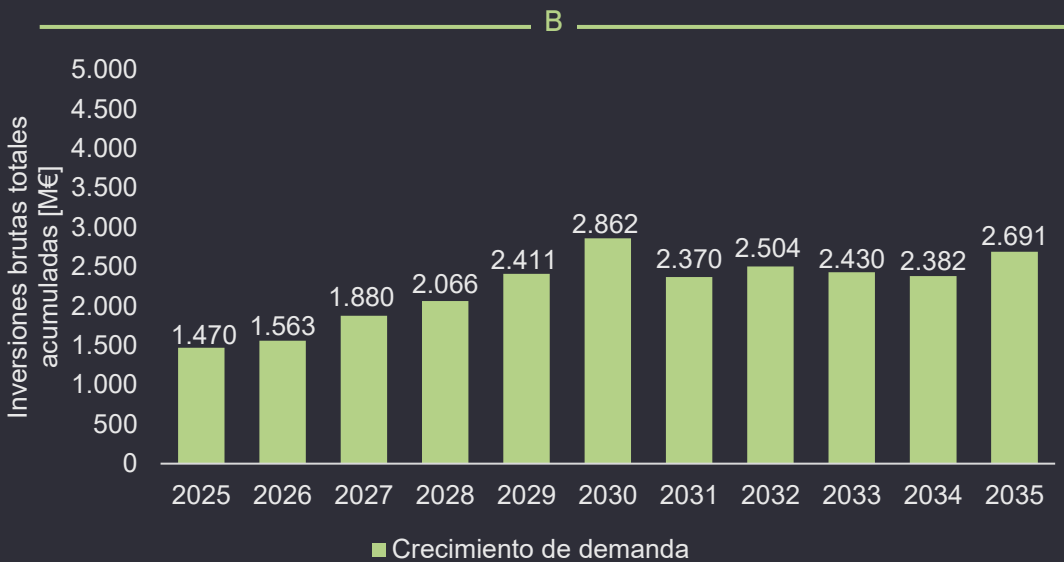
NOTA: el potencial impacto de la flexibilidad en el acceso a la capacidad de la red se incorporará como palanca (en un capítulo aparte), cuya implementación en el desarrollo regulatorio de la UE, representa un potencial ahorro en el desarrollo de las inversiones.

Se estima que para 2030 las inversiones brutas acumuladas por incremento de demanda en red estarán entorno a los 12.251 M€ - 20.280 M€ (según el escenario)



NOTA: La información reflejada tiene en cuenta la inversión total nacional en euros constantes

Escenario A		2025	2030	2035
Inversión acumulada en (M€)	M€	2.196	4.443	3.349
	CAGR (%)	-	15,1%	4,3%



Escenario B		2025	2030	2035
Inversión acumulada en (M€)	M€	1.470	2.862	2.691
	CAGR (%)	-	14,3%	6,2%

El aumento de la demanda eléctrica se ve impactado especialmente por la conexión de nuevos consumos como centros de datos, electrolizadores o la electrificación de procesos industriales. Esta tendencia está desplazando las inversiones hacia niveles de tensión superiores, en contraste con el patrón histórico centrado en baja tensión.

En reposición de activos se estima una inversión 1.192 M€/año en 2030 (escenario A)



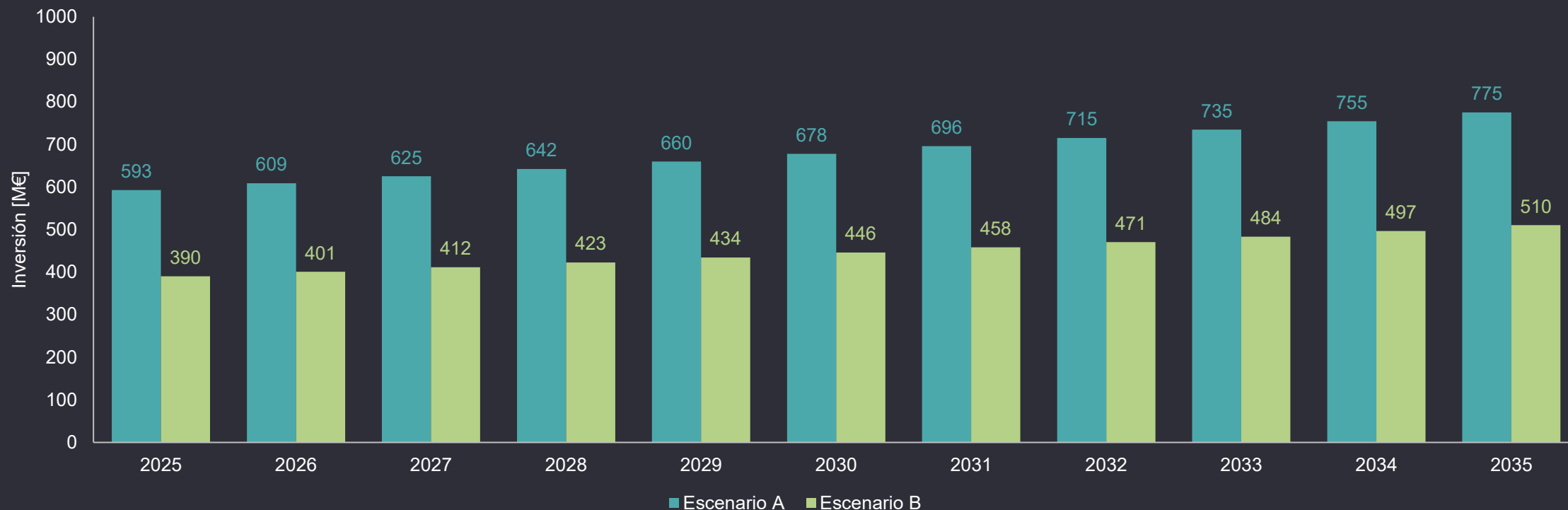
Metodología

- Las inversiones en reposición de activos en el periodo de estudio 2025-2035, corresponderían a los activos que, una vez cumplida su vida útil de 40 años (si coincide con la regulatoria), tendrían que reemplazarse.
- La inversión anual requerida correspondería a la amortización de dicha base de activos ($1/40$ del valor bruto promedio) actualizando los costes históricos al valor nuevo de reposición actual.

Consideraciones:

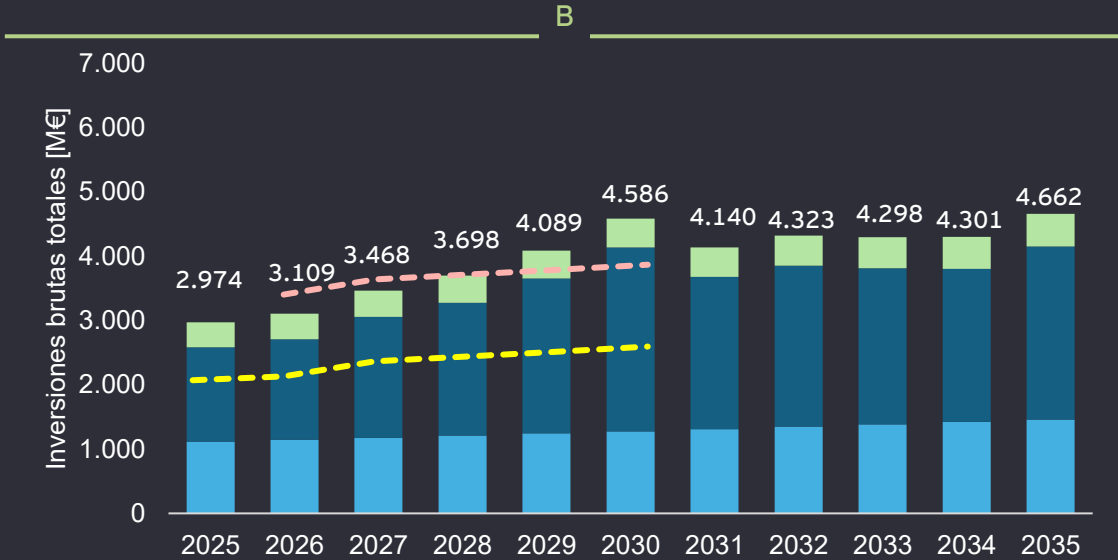
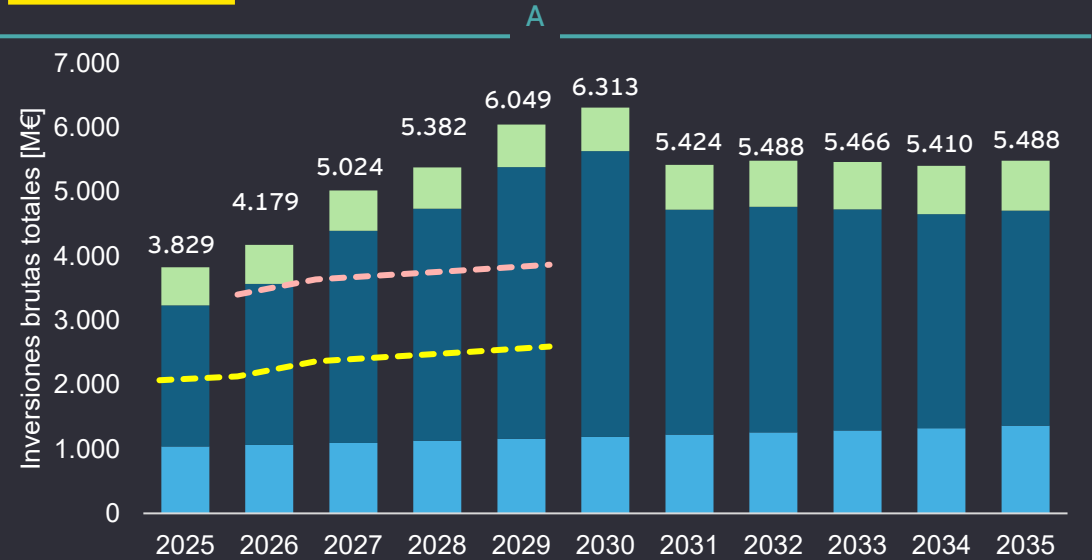
- Por un lado, no todos los activos que alcanzan el final de su vida útil se sustituyen, gracias a la existencia de incentivos que permiten extender su vida operativa.
- Por otro, existe una sinergia entre las inversiones por crecimiento de demanda o generación y la reposición de activos, de modo que parte de estos se refuerzan o sustituyen en el marco de otras actuaciones, sin requerir una inversión específica adicional. Este efecto se ha tenido en cuenta de forma diferenciada en los escenarios analizados: en el escenario A, de mayor crecimiento, se estima una reducción del 30 % en la inversión en reposición, mientras que en el escenario B la reducción se sitúa en el 25 %.

Las inversiones en digitalización se han estimado como un 20 % de las inversiones anuales en red asociadas al crecimiento de la demanda y la generación distribuida de manera laminada



Los informes de retribución de la CNMC para 2021 y 2022 muestran que las inversiones en digitalización y sistemas de despacho representan de forma estable alrededor del 20 % del total de inversiones en activos de red, lo que confirma la relevancia creciente de estos componentes en la modernización del sistema eléctrico

La inversión total estimada a nivel nacional está alineada con el crecimiento de la demanda y oscilaría en un rango en 2030 entre los 4.586 M€ y los 6.313 M€



NOTA: El límite de inversión actual se refiere a la inversión neta. La inversión reflejada en las barras del gráfico solo hace referencia a la inversión bruta en euros constantes (no consideran los ajustes por inversiones financiadas por terceros ni las mejoras en eficiencia)

ESCENARIO A		2025	2030	2035
Inversión (M€/año)	Digitalización	593	678	775
	Crecimiento de demanda	2.196	4.443	3.349
	Reposición de activos	1.039	1.192	1.363
TOTAL		3.829	6.313	5.488

ESCENARIO B		2025	2030	2035
Inversión (M€)	Digitalización	390	446	510
	Crecimiento de demanda	1.470	2.862	2.691
	Reposición de activos	1.114	1.277	1.461
TOTAL		2.974	4.586	4.662

En el escenario B las necesidades de inversión derivadas del crecimiento de la demanda, la digitalización y la reposición de activos a 2030 podrían ser compatibles con el planteamiento de ampliación de los límites establecidos en el proyecto de Real Decreto publicado el 12 de septiembre 2025, por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

NOTA: Dada la capacidad de conexión ya comprometida para generación distribuida, se ha estimado que la red está ya preparada para conectar dicha generación prevista para el periodo 2025-2035, por lo que el estudio se ha centrado en evaluar las necesidades de inversión para adaptar la red a los incrementos de demanda previstos

Fuente: ¹Plan fiscal y estructural de medio plazo; ²Proyecto de real decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Inversiones anuales promedio estimadas en las distribuidoras (aelēc y No aelēc) para los periodos 2025-2029 y 2030-2035

	Nivel	A			B		
		25-29	30-35	25-35	25-29	30-35	25-35
Incremento de potencia contratada de demanda previsto [MW]	aelēc	8.197	9.409	8.858	5.028	6.610	5.891
Inversiones anuales en red por incremento de demanda [M€]	aelēc	2.678	3.040	2.875	1.587	2.147	1.893
Inversiones anuales en red por incremento de demanda [M€]¹	Sistema	3.167	3.596	3.401	1.878	2.540	2.239
Subtotal inversiones anuales incrementos de demanda financiadas por terceros [M€] ²	Sistema	-602	-683	-646	-357	-483	-425
Coste de otros activos necesarios (digitalización) [M€]	Sistema	626	726	680	412	478	448
Subtotal de coste por incremento de demanda y otros activos necesarios [M€]	Sistema	3.191	3.639	3.435	1.933	2.535	2.261
Reducción por limitaciones del modelo que no considera mejorar de eficiencia [M€] ³	Sistema	-479	-546	-515	-290	-380	-339
Coste de reposición de la red actual por finalización de su vida útil [M€]⁴	Sistema	1.099	1.276	1.196	1.178	1.367	1.281
Inversiones anuales distribuidoras a reconocer en la retribución [M€]	Sistema	3.812	4.369	4.116	2.821	3.522	3.203
Inveriones afectadas por el factor de retardo [M€]⁵	Sistema	4.249	4.870	4.587	3.144	3.926	3.570

NOTA: El potencial impacto de la flexibilidad se aborda en un capítulo específico. No se ha incluido en el cuadro resumen, ya que no ha sido posible evaluar de manera objetiva el incremento de OPEX asociado a su activación

¹ % Representado por aelēc con respecto al total del sistema: 85%

² % de instalaciones financiadas por terceros: 19%

³ 15% de reducción por mejoras de eficiencia

⁴ Existe una sinergia entre las inversiones por crecimiento de demanda o generación y la reposición de activos, de modo que parte de estos se refuerzan o sustituyen en el marco de otras actuaciones, sin requerir una inversión específica adicional.

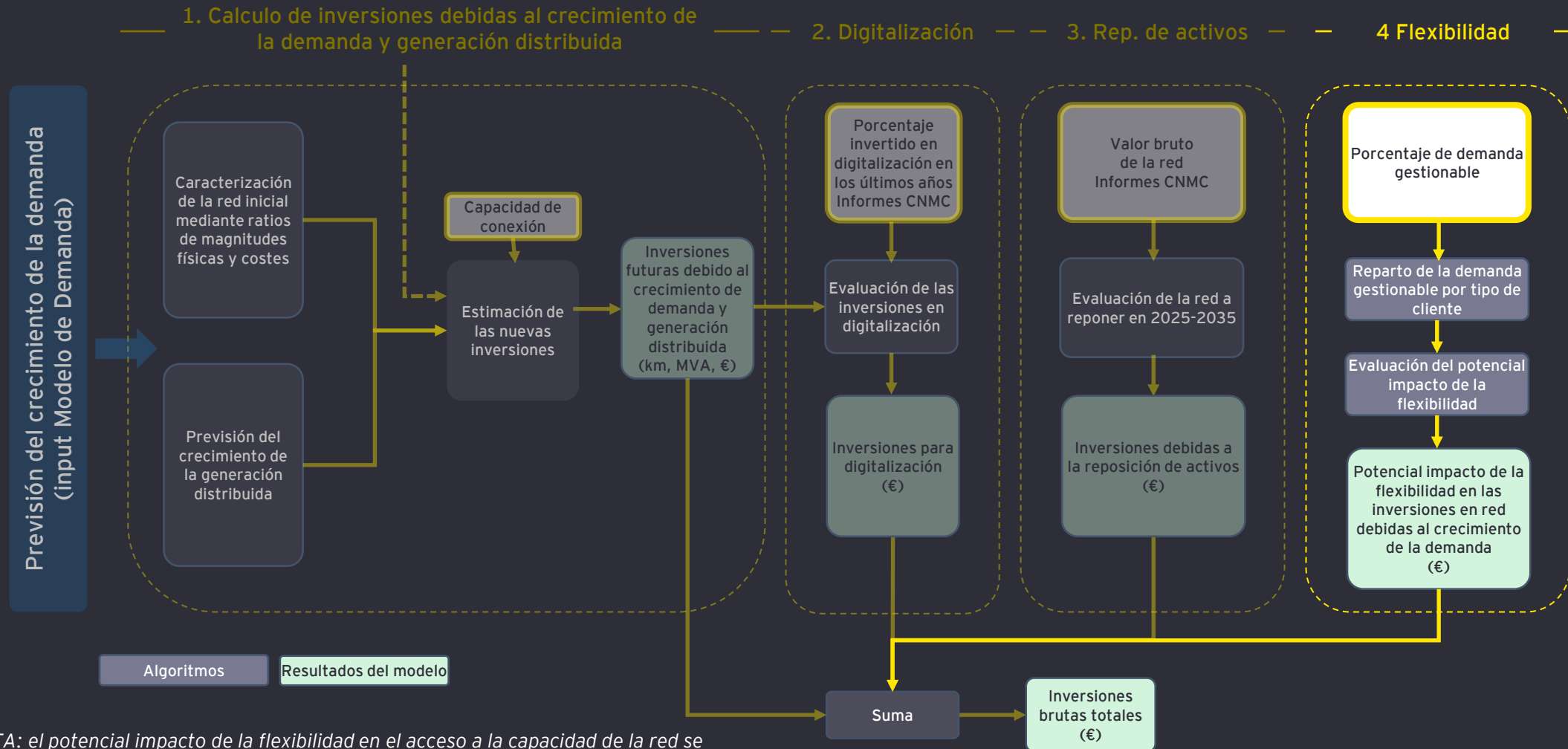
⁵ Tasa: 7,5%

FRRI: 1,11



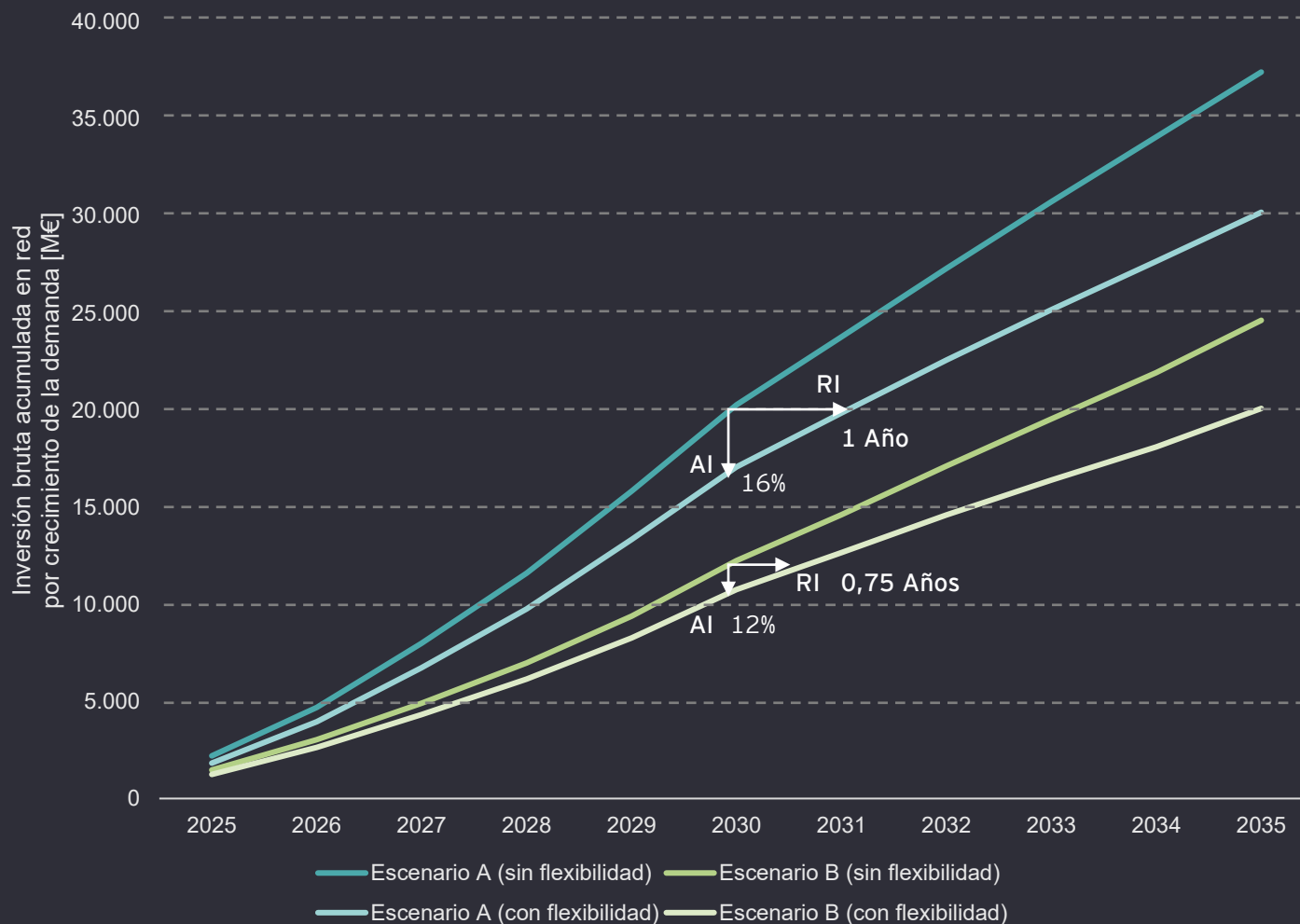
4. Análisis impacto de flexibilidad

Modelo de cálculo de inversiones en la red de distribución 2025 - 2035 (incluyendo el análisis de flexibilidad realizado)



NOTA: el potencial impacto de la flexibilidad en el acceso a la capacidad de la red se incorporará como palanca, cuya implementación en el desarrollo regulatorio de la UE, representa un potencial ahorro en el desarrollo de las inversiones.

La flexibilidad es una palanca que dependiendo de su modelo de implementación podría reducir las inversiones en la red derivadas del crecimiento de la demanda



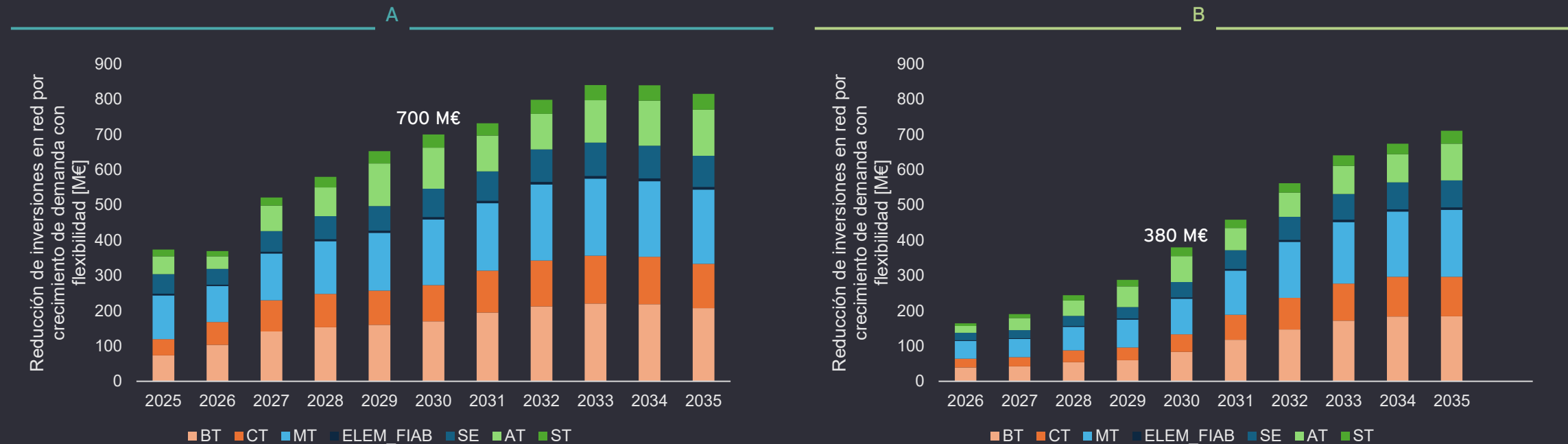
- La flexibilidad puede utilizarse como herramienta para aplazar inversiones en red (RI) asociadas al crecimiento de la demanda. En concreto, en el contexto del análisis realizado, permitiría retrasar un año el objetivo de inversión a 2030 en el escenario A y 0,75 años en el escenario B.
- De cara a 2030, la flexibilidad podría representar un ahorro en inversiones en red (AI) asociadas al crecimiento de la demanda de hasta el 16 % en el escenario A (700M €/año) y de hasta el 12 % en el escenario B (380M €/año)

NOTA: Ambos puntos, son consistentes con las previsiones de la industria eléctrica europea ¹

NOTA: Para calcular los beneficios de la flexibilidad para el sistema, la anualidad de estos ahorros en inversiones convencionales en red, tendría que compararse en un análisis coste beneficio (CBA) con los costes operativos de la flexibilidad (OPEX) así como la capacidad esperada de respuesta de la demanda a través de mercados locales de flexibilidad y sus plazos realistas de despliegue, y las inversiones adicionales necesarias para implementar la flexibilidad (p. ej., digitalización)

¹Euroelectric (2024) Grid for Speed

A continuación, se presenta un desglose anualizado del potencial impacto de la flexibilidad en las inversiones en red derivadas del crecimiento de la demanda



Consideraciones a tener en cuenta

- No se ha evaluado el incremento de OPEX por el coste de la flexibilidad (costes de operación, compensaciones a los consumidores flexibles, etc.) ni las inversiones necesarias para implementarla (p.ej., digitalización).
- Estos resultados deben interpretarse como el potencial máximo de la flexibilidad para retrasar las inversiones en red.** Para analizar si la flexibilidad es una opción coste-eficiente y sus potenciales beneficios para el sistema habría que realizar un análisis coste beneficio (CBA), descontando de los potenciales beneficios los incrementos de costes para poder activar la flexibilidad.

Titularidad y responsabilidad IIT

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo. Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores. Por tanto, cualquier cita o referencia que se haga de este documento deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores, y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad.

Autores IIT: Carlos Mateo, Miguel Martínez, Manuel Romeo, Francisco Martín, Tomás Gómez

Autores EY: Marta Sánchez Álvarez, Manuel Romero

EY | Building one better working world

At EY we work to build a world that works better, helping to create long-term value for clients, people, society and build trust in the capital markets.

With knowledge and technology, EY teams in more than 150 countries build trust and help companies grow, transform and operate.

EY is a global leader in audit, tax, strategy, transaction advisory and consulting services. Our professionals ask the best questions to find new answers to the challenges we face in today's environment.

EY refers to the international organization and may refer to one or more of Ernst & Young Global's companies. Limited, each of which is a separate legal entity. Ernst & Young Global Limited is a UK company limited by warranty and does not provide services to customers. Information on how EY collects and uses personal data and a description of individuals' rights under applicable data protection legislation is available at ey.com/legal-and-privacy. EY member firms do not practice law where prohibited by local law. To learn more about our organization, visit ey.com/en_gl.

© 2024 EY Transforma Servicios De Consultoría, S.L.
All rights Reserved.

And None

This material has been prepared for general information purposes only and should not be considered as accounting, tax or professional advice. Consult your advisors for specific advice.

ey.com/es_es